

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт геологии и нефтегазового дела
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины (пласт Ю2-3) на газоконденсатном место-рождении Томской области»

УДК 622.243.23:622.324.5(571.16)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Алтай Ергазы Курмангазыулы		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Башкиров Иван Александрович	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна	-		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать оборудование <i>нефтегазовых объектов</i>
P6	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю. А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б4В	Алтай Ергазы Курмангазыулы-

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины (пласт Ю2-3) на газоконденсатном месторождении Томской области»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Глубина по вертикали: по расчету 3. Интервал отбора керна: в интервале продуктивного пласта 4. Объект испытания в процессе бурения: пласт C_1^{bb} 5. Тип профиля: наклонно – направленный 6. Данные по профилю: длина вертикального участка 100 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/ 10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 750 максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 45 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град / 10 м, глубина спуска воронки 2155 м. 7. Диаметр эксплуатационной колонны: 168 мм 8. Способ цементирования: по расчету 9. Способ вторичного вскрытия пласта: перфорация
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2 Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины

	<p>2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</p> <p>2.2.2. Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.4 Выбор интервалов цементированья</p> <p>2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины</p> <p>2.3. Углубление скважины</p> <p>2.3.1. Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.4 Расчет частоты вращения долот</p> <p>2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.5.1. Проектирования частоты параметров забойного двигателя по интервалам бурения</p> <p>2.3.5.2. Расчет необходимого расхода бурового раствора</p> <p>2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</p> <p>2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости</p> <p>2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.4. Проектирования процессов закачивания скважин</p> <p>2.4.1. Расчет обсадных колонн</p> <p>2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2 Расчет процессов цементированья скважины</p> <p>2.4.2.1 Выбор способа цементированья обсадных колонн</p> <p>2.4.2.2 Расчет тампонажной смеси и количества составных компонентов</p> <p>2.4.2.3 Обоснование типа и расчет объема буферной, продающих жидкостей</p> <p>2.4.2.4 Гидравлический расчет цементированья скважины</p> <p>2.4.2.4.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементирующего оборудования</p> <p>2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p> <p>2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин</p> <p>2.5 Выбор буровой установки</p> <p>2.6 Оценка влияния температурного и концентрации соляной среды на устойчивость эластомера винтового забойного двигателя к механическому износу</p>
Перечень графического материала	<p>1. ГТН (геолого-технический наряд)</p> <p>2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)</p>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна

Социальная ответствен- ность	Старший преподаватель Гуляев Милий Всеволодович		
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику			

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Башкиров Иван Александрович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Алтай Ергазы Курмангазыулы-		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования: бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы: бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (мо- дуля)
	1. Геологическая и технологическая части	65
	2. Специальная часть и графические приложения	30
	3. Предварительная защита	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая сте- пень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Башкиров Иван Александрович	-		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая сте- пень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 82 страниц, 13 рисунков, 30 таблицы, 35 источника.

Ключевые слова: бурение, буровая установка, породоразрушающий инструмент, конструкция скважины, эксплуатационные колонны, буровой раствор, заканчивание скважин

Объектом исследования является газоконденсатное месторождение Томской области.

Цель работы – проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины 2330 м, на газоконденсатном месторождении Томской области, Кургасокского района.

В процессе работы был составлен проект на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины на газ глубиной 2330 м на газоконденсатном месторождении Томской области, Кургасокского района.

Разработаны мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

В данной работе была оценена влияния температурного и концентрации соляной среды на устойчивость эластомера винтового забойного двигателя к механическому износу.

Основные конструктивные, технологические и технико – эксплуатационные характеристики: разработана наклонно-направленная эксплуатационная скважина, имеющая диаметр эксплуатационной колонны 168 мм

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word и представлена на диске (в конверте на обороте обложки). Расчеты и графический материал выполнен в электронных таблицах Microsoft Excel и в программе «Инженерные расчеты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект» (представлены вместе с ВКР).

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Скважина - горная выработка круглого сечения, пробуренная с поверхности земли или с подземной выработки без доступа человека к забою под любым углом к горизонту, диаметр которой намного меньше её глубины. Бурение скважин проводят с помощью специального бурового оборудования.

Направленное бурение - это бурение скважин с использованием закономерностей естественного искривления и с помощью технологических приемов и технических средств для вывода скважины в заданную точку. При этом искривление скважины обязательно подвергается контролю и управлению.

Газонефтеводопроявление - поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ГРП – гидроразрыв пласта;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- КБТ – компоновка бурильных труб;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- БКП – башмак колонный с пластиковым окончанием;
- ЦКОД – центральный клапан обратного действия;
- ЦЦ2 – центратор цементируемый с П-образной выштамповкой в средней части рессор;
- ЦПН – центратор пружинный неразборный;
- ГЦУ – головка цементирующая универсальная;
- ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирующая.

В тексте документа допускается приводить без расшифровки общепринятые сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: с. - страница; т.е. - то есть; т.д. - так далее; т.п. - тому подобное; и др. - и другие; в т.ч. - в том числе; пр. - прочие; т.к. - так как; г. - год; гг. - годы; мин. - минимальный; макс. - максимальный; шт. - штуки; св. -свыше; см. - смотри; включ. - включительно и др.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация; ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. ; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.; ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.; ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.; ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Противошумы. Упрощенный метод измерения акустической эффективности противошумных наушников для оценки качества.; ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	14
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика проектируемых работ.....	14
1.2. Геологические условия бурения.....	14
1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения	15
1.4. Зоны возможных осложнений	16
1.5. Исследовательские работы.....	18
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	19
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	19
2.2. Обоснование конструкции скважины	19
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	19
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	20
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	22
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	22
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	22
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины	23
2.3. Углубление скважины.....	25
2.3.1. Выбор способа бурения	25
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента	25
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	26
2.3.4 Расчет частоты вращения долот.....	27
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	28
2.3.5.1 Проектирование частоты параметров забойного двигателя по интервалам бурения.....	29
2.3.5.2 Расчет необходимого расхода бурового раствора	30
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	31
2.3.7. Расчет необходимого расхода бурового раствора	35
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	36
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	36
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважины	37
2.4.1 Расчет обсадных колонн.....	37
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	37
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	39
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине.....	41
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины.....	41
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	41
2.4.2.2 Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов.....	42

2.4.2.3 Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей.....	42
2.4.2.4 Гидравлический расчет цементированной скважины	42
2.4.2.4.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементирующего оборудования	42
2.4.2.4.2 Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси	42
2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	42
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	43
2.5. Выбор буровой установки.....	46
2.6 Оценка влияния температурного и концентрации соляной среды на устойчивость эластомера винтового забойного двигателя к механическому износу.....	47
2.6.1 Актуальность исследований.....	47
2.6.2 Методика проведения эксперимента.....	49
2.6.3 Результаты исследований	50
2.6.4 Рекомендации и направления исследования.....	53
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	55
3.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия Томский филиал АО «Сибирская сервисная компания» (ТФ АО ССК).....	55
3.1.1 Основные направления деятельности предприятия	55
3.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО).....	59
3.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии.....	61
4 Социальная ответственность	65
4.1 Производственная безопасность	65
4.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	66
4.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	69
4.2 Экологическая безопасность	72
4.2.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду.....	72
4.2.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности.....	72
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	74
4.3.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин.....	74

4.3.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации	
ЧС.....	75
4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	77
4.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	77
4.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	77
Заключение	79
Список используемых источников.....	80
Приложение А.....	83
Приложение Б.....	94
Приложение В.....	100
Приложение Г.....	107
Приложение Д.....	109

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время нефть и газ являются самыми востребованными природными ресурсами.

Главными проблемами добычи нефти и газа в России являются: зависимость данной отрасли от рынка природного сырья, значительное количество нефункционирующих скважин.

В представленной выпускной квалификационной работе приводятся технологические решения для строительства наклонно-направленной скважины на газоконденсатном месторождении Томской области, Кургасовского района. В работе показаны расчеты по конструкции, технологии бурения, заканчиванию. В специальной части рассмотрен вопрос «Оценка влияния температурного и концентрации соляной среды на устойчивость эластомера винтового забойного двигателя к механическому износу». Работа состоит из решения проблем в следующих основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

Также в данной работе были проанализированы и определены технологические параметры для строительства скважины.

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Краткая географо-экономическая характеристика проектируемых работ

Географическая характеристика района строительства представлена в приложении в таблице А.1.

Обзорная карта Каргасокского района приведена в приложении на рисунке А.1.

1.2. Геологические условия бурения

Проектный стратиграфический разрез представлен в приложении А в таблице А.1.

Прогноз литологической характеристики разреза представлен в таблице А.2.

Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважин представлен в таблице А.3.

Прогноз давлений и температур по разрезу скважин представлен в таблице А.4.

Интервал 595-1685 метров представлен неустойчивыми высоконабухающими глинами. Для предотвращения аварий необходимо соблюдать параметры раствора, не оставлять инструмент без движения.

Интервал 2295 - 2310 м, в котором находится продуктивный пласт, сложен известняковыми породами, обладающими высокой твёрдостью и высокой проницаемостью. Для безаварийной проводки скважины необходимо соблюдать проектные параметры бурового раствора, а также выбирать долото, долото таким образом, чтобы оно соответствовало вышеуказанным геологическим условиям бурения.

1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Нефтегазоводоносность по разрезу скважины представлена в таблице 2.

Таблица 2.1 – Нефтеносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	От	До				
1	2	3	4	5	6	7
Газоносность						
Ю ₁ ³⁻⁴	2255	2290	Поровый	0,718	130	-
Ю ₂₋₃	2295	2310	Поровый	0,757	130	-
Водоносность						
N-Pg2-3cg	20	243	поровый	1	5	Да. минерализ 0,28
Pg2ll-K2kz	243	610	поровый	1,01	100	Нет. минерализ 14,2
K1pk-K1al	610	1653	поровый	1,01	100	Нет. минерализ 17,8-20
K1 kl - K1 klm	1653	2243	поровый	1,014	20	Нет. минерализ 17-20
J3nn	2255	2295	поровый	1,02	1-20	Нет. минерализ 30-40
J1-2tm	2295	2440	поровый	1,02	1-10	Нет. минерализ 30-40

Разрез представлен 2 газоносными, 6 водоносными пластами и нефтеносные пласты в разрезе отсутствуют.

Скважина проектируется для эксплуатаций интервала 2295 – 2310 метров (газоносный). А также, конструкция скважины проектируется так, что перебуриваются все флюидонасыщенные пласты для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 200 метров для эксплуатации водоносного горизонта 120-180 метров.

1.4. Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины приведены в таблице 3.

Таблица 3.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы по вертикали, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q-K _{2ip}	0	500	Поглощения	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия более 20% гидростатического давления, повышение водоотдачи, не соблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб.
K _{2ip} -K _{1-2pk}	610	1583	Поглощения	
K _{1tr}	1979	2030	Поглощения	
K _{1klm}	2030	2243	Поглощения	

Продолжение таблицы 3.1

Q-K ₂ kz	0	595	Осыпи и обвалы	Проработка, промывка, увеличение плотности, снижение водоотдачи промывочной жидкости. Соблюдение скоростей бурения, проработка, промывка ствола скважины.
K ₁₋₂ pk+al	610	1685	Осыпи и обвалы	
K _{1s} kl+tr	1685	2030	Осыпи и обвалы	
Ю ₁ ³⁻⁴	2280	2290	Нефтегазопроявления	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокая скорость подъёма инструмента
Ю ₂₋₃	2295	2310	Нефтегазопроявления	
Q-P K ₂ ip	0	595	Прихватоопасные зоны	Несоблюдение параметров раствора и режима промывки, недостаточная очистка от выбуренной породы, длительное стояние инструмента на забое без промывки.
K ₂ kz-K ₁₋₂ pk	595	1583	Прихватоопасные зоны	
K ₁ tr	1979	2030	Прихватоопасные зоны	

1.5. Исследовательские работы

Данные об исследованиях скважины представлены в таблице 4.

Таблицы 4 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
2295	2310	Отбор керна	Диаметр – 168 мм	
1500	2300	Инклинометрия	В открытом стволе. В процессе бурения. Через 10 м.	Телем. система Slim pulse

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Профиль скважины должен соответствовать следующим требованиям: выполнение скважиной задачи при требуемом качестве, вскрытие пласта в заданной точке, максимально высокий дебит и коэффициент извлечения нефти, сохранение свойств горизонта, оптимальное соотношение затрат и времени на строительство.

Для вскрытие пласта в заданной точке (отход на кровлю продуктивного пласта 750 м) наиболее оптимальный является выбор 3-интервального профиля скважины.

Профиль скважины представлен на рисунке 2.

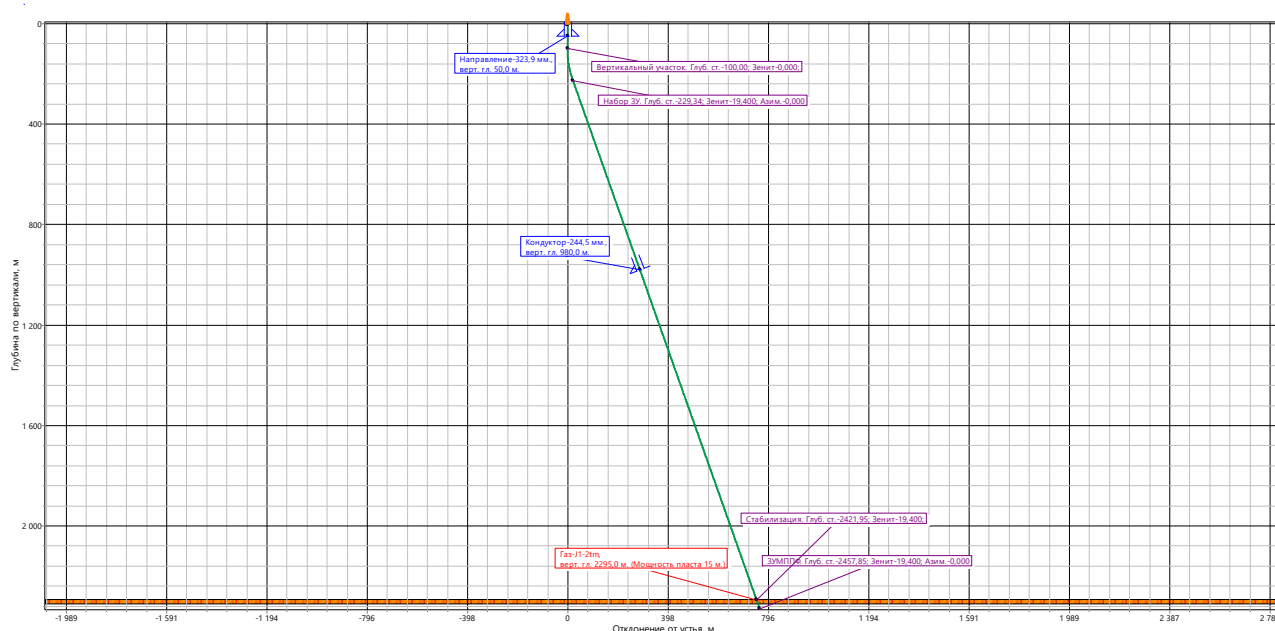


Рисунок 2 – Профиль скважины

Результаты проектирования профиля скважины приведены в приложении в таблице А.6.

2.2. Обоснование конструкции скважины

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Конструкция скважины – это совокупность числа колонн; глубин спуска колонн; интервалов затрубного цементирования; диаметров обсадных колонн; диаметров скважин под каждую колонну.

Исходя из геологических данных, продуктивный пласт является трещиновато кавернозно поровым.

Стратиграфическое подразделение коллектора Мезозойской, Юра сложенный песчаником.

В данном случае проектирования работ по гидроразрыву продуктивного пласта, а также при вскрытии неустойчивых Мезозойских отложений для крепления неоднородных коллекторов с целью изолировать близко расположенные пласты в неоднородном коллекторе необходимо проектировать забой закрытого типа. Способ закачивания скважины согласно рекомендациям: открытый вышележащий интервал скважины с закрытым интервалом продуктивного пласта.

Конструкция забоя представлена на рисунке 3



Рисунок 3 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора. График строится на основании горно-геологических условий. При недостатке фактических данных они могут быть получены эмпирическим путем (прогнозные данные).

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений по графику совмещенных давлений решается вопрос о необходимости

промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 4.

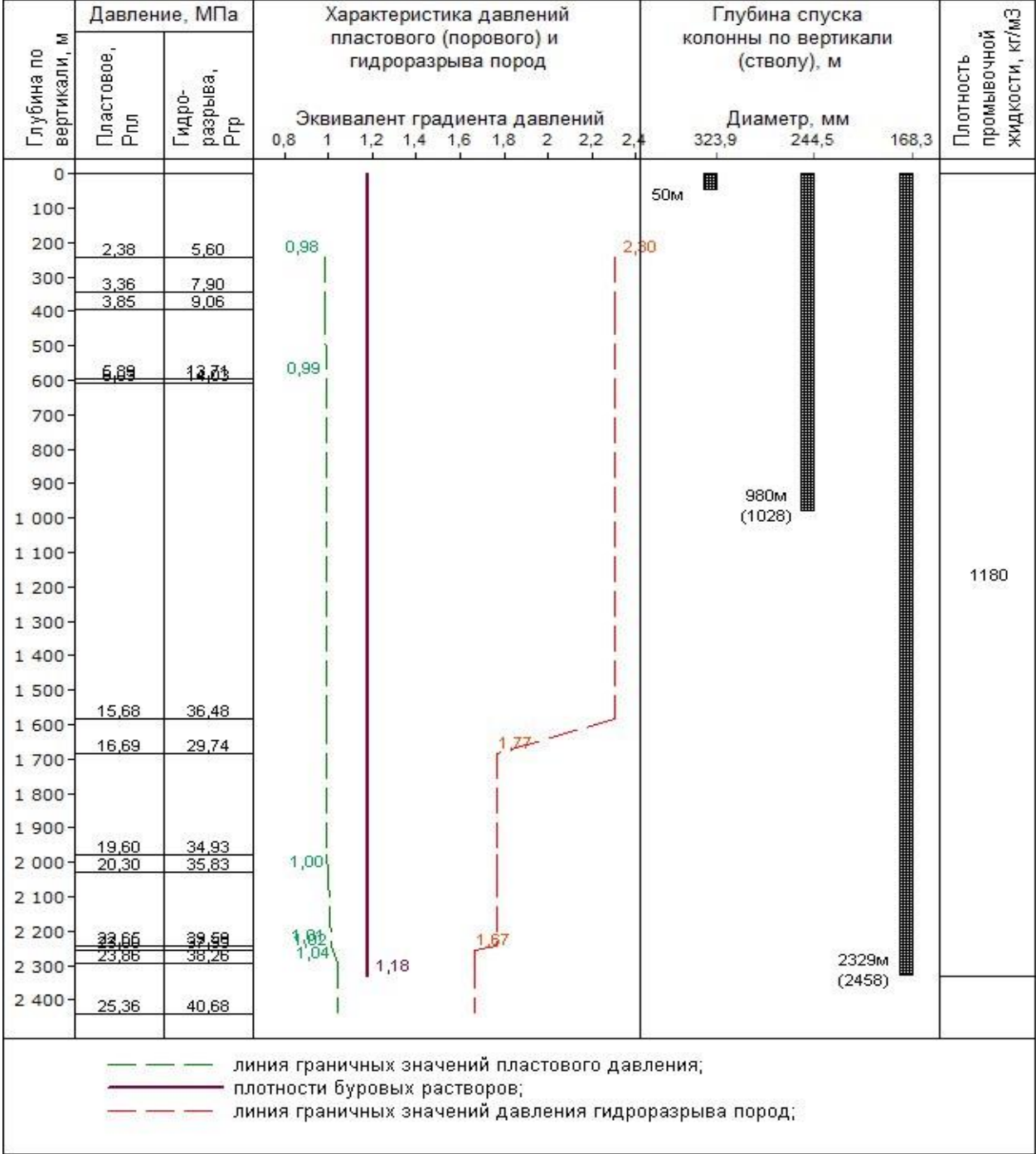


Рисунок 4 – Совмещенный график давлений

Из графика совмещенных давлений можно сделать вывод, что зон несовместимых по условию бурения нет. Следовательно, используем данную конструкцию скважины: направление, кондуктор, эксплуатационная колонна.

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Исходные данные для определения числа обсадных колонн представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Исходные данные

Параметр	Описание	Значение
Тип скважины	Нефтяная, газовая, газоконденсатная	Газоконденсатная
Дебит, м ³ /сут	Значение свободного дебита	130
$P_{ПД}^{МАКС}$, МПа	Максимальное пластовое давление	24,75
H, м	Глубина скважины по вертикали	2330
P_f , г/см ³	Плотность пластового флюида	0,757
$gradP_{ГР}$, МПа/м	Градиент давления гидроразрыва под башмаком кондуктора	0,235

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

Направление, кондуктор цементируются на всю длину.

Эксплуатационные колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м для нефтяных скважин и не менее 500 м – для газовых.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Запроектированные диаметры скважин и обсадных колонн представлены в таблице 6 и на рисунке 5.

Таблица 6 – Результаты проектирования конструкции скважины

Название колонны	Запроектированная глубина спуска, м		Интервал цементирования, м		Внешний диаметр ОК, мм	Диаметр бурового долота, мм
	По вертикали	По стволу	По вертикали	По стволу		

Продолжение таблицы 6

Направление	50	50	0-50	0-50	323,9	393,7
Кондуктор	980	1028	0-980	0-1028	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2330	2458	480-2330	528-2458	168	215,9

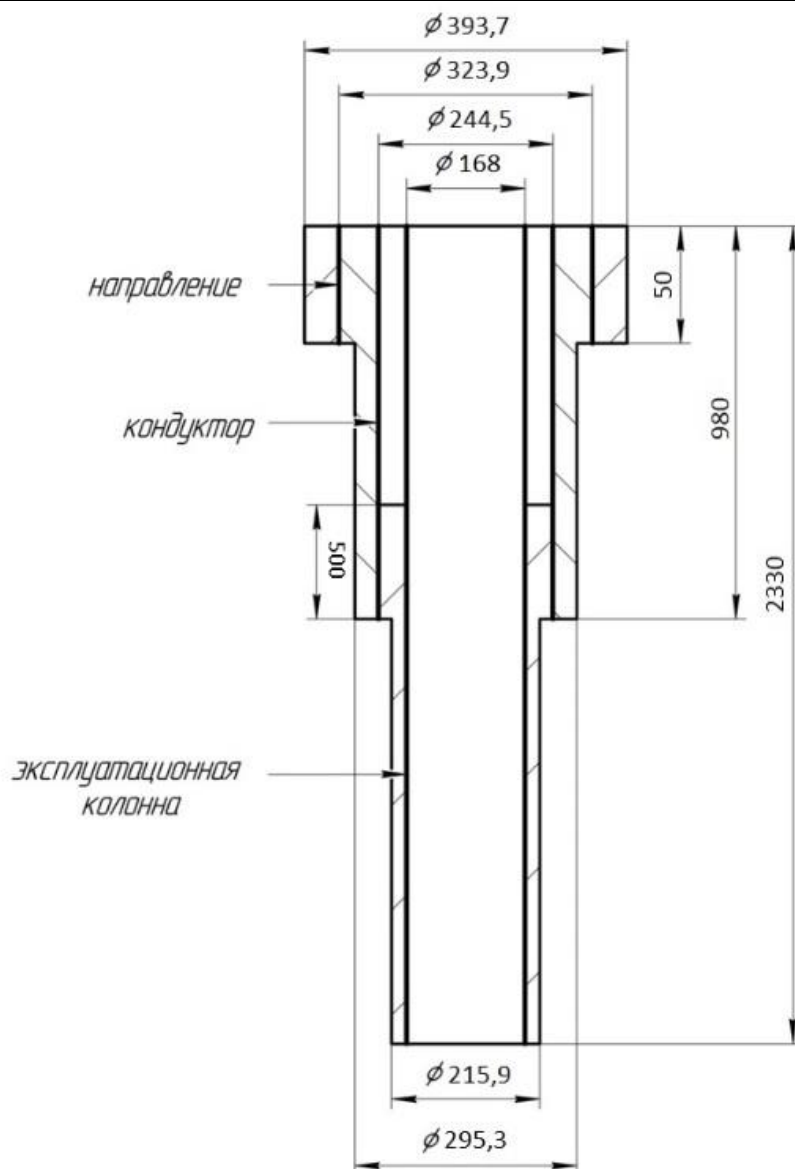


Рисунок 5 – Проектная конструкция скважины

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Рассчитаем максимальное устьевое давление для нефтяной скважины по формуле:

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot H_{\text{кр}}$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, 24,694 МПа;

ρ_n – плотность нефти, 757 кг/м³;

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;

$H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, 2295 м

$$P_{му} = 19,172 \text{ МПа}$$

$$\begin{aligned} P_{пл} = grad_i P_{пл} \cdot h_i = & 595 \text{ м} \cdot 0,01 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} + 1435 \text{ м} \cdot 0,0101 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} + \\ & + 213 \text{ м} \cdot 0,0102 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} + 12 \text{ м} \cdot 0,0103 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} + 40 \text{ м} \cdot 0,0104 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} + 145 \text{ м} \\ & \cdot 0,0106 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} = 24,694 \text{ МПа} \end{aligned}$$

В соответствии с рассчитанным значением максимального устьевого давления и условными диаметрами обсадных труб 168 (эксплуатационная колонна) и 245 (кондуктор) выбираем колонную головку ОКО1-21-168х245.

Примем 6-ую схему, являющуюся основной при бурении скважин на территории Западной Сибири для вскрытия нефтяных и водяных пластов с нормальным давлением. Применяемое противовыбросовое оборудование ОП5-280/80х21 К1, ГОСТ 13862-90, с рабочим давлением 21 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 280 мм и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм. Исполнение К1 применяется для среды с объемным содержанием CO₂ и H₂S до 6%.

2.3. Углубление скважины

2.3.1. Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Способы бурения по интервалам

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	Роторный
50 – 980	Кондуктор	С применением ВЗД
980 – 2330	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Данные по выбору оптимальных долот для строительства скважины представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор долот для строительства скважины

Интервал		0-50	50-980	980-2330
Шифр долота		393,7 Z30RJ	БИТ 295,3 B613Y	БИТ 215,9 C9
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		Мягкие, абразивные	Мягкие, абразивные	Средние, твердые, абразивные
Присоединительная резьба	ГОСТ	Ниппель 3-177	Ниппель 3-152	Ниппель 3-117
	API	7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg
Длина, м		0,4	0,31	0,3
Масса, кг		190	90	20
G, тс	Рекомендуемая	200	20-130	200
	Предельная	420	250	294
n, об/мин	Рекомендуемая	80	60	88
	Предельная	175	400	250

Средневзвешенное значение твердости горных пород для бурения под направление соответствует мягким породам. Выбираем долото исходя из минимальной стоимости проходки, шарошечное долото БИТ 393,7 Z30 RJ. Диаметр 393,7 мм; Z – шифр производителя; 30 – цифровой код твердости; R – дополнительный ряд твердосплавных зубков; J – наличие центрального промывочного отверстия. Средневзвешенное значение твердости горных пород для бурения под кондуктор соответствует мягким породам. Выбираем долото PDC для проходки интервала без замены долота. Используем долото БИТ 295,3 B613Y. Диаметр 295,3 мм; B – шифр производителя; 6 – число лопастей; 13 – диаметр резцов; Y – оснащение резцами повышенной абразивостойкости.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Результаты расчетов осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчетов осевой нагрузки на долото

Интервал	0-50	50-980	980-2330
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	875	1425	5120
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53	21,59
H	1	-	-
$\delta, \text{см}$	0,15	-	-
q, кН/мм	0,2	100	300
$G_{пред}, \text{кН}$	420	250	294
Результаты проектирования			

Продолжение таблицы 9

G_1 , кН	25,8	30	142,4
G_2 , кН	78,7	29,5	64,8
G_3 , кН	336	200	235,2
$G_{\text{проект}}$, кН	80	90	150

Выборные осевые нагрузки советуют рекомендациям производителями и эффективному разрушения горной породы. Направления сложена мягкими и не твердыми горными породами буриться с помощью ротора и имеет минимальную осевую нагрузку. Кондуктор и Эксплуатационная колонна сложены средними, твердыми горными породами с умеренной абразивностью, буриться с помощью долот PDC. Так как значения осевой нагрузки для интервалов под направление, кондуктор и эксплуатационную колонну не превышает предельную осевую нагрузку для используемых долот, в качестве проектной нагрузки следует принять одно из значений G_1 или G_2 . Рассчитанная осевая нагрузка составляет 30 кН. Проектируемая нагрузка под кондуктор выбирается 90 кН, так как осевая нагрузка под направление составляет 80 кН, а для последующих колонн нагрузка должна быть больше предыдущего значения.

2.3.4 Расчет частоты вращения долот

Результаты расчет частоты вращения долот приведены таблице 10.

Таблица 10 – результаты расчета частоты вращения долот

Интервал		0-50	50-980	980-2330
Исходные данные				
$V_{\text{л}}$, м/с		3,4	2	1
$D_{\text{д}}$	М	0,3937	0,2953	0,2159
	Мм	393,7	295,3	215,9
τ , мс		6		
Z		24		
A		0,8	0,5	0,3
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		165	130	88
n_2 , об/мин		271		
n_3 , об/мин		657		
$n_{\text{проект}}$, об/мин		80	130	88

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.[2] В интервале под направление (0-50) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что бурение ведется с помощью ротора и ротор не может выдать расчетную частоту вращения. Для кондуктора и эксплуатационной колонны приняты расчетные значения.[3]

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Расчет параметров забойных двигателей представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Параметры забойных двигателей

Интервал		0-50	50-980	980 – 2330
Исходные данные				
Дд	М	0,3937	0,2953	0,2159
	Мм	393,7	295,3	215,9
Goc, кН		80	90	150
Q, Н*м/кН			1,5	1,5
Результаты проектирования				
Dзд, мм		-	236,28	172,72
Мр, Н*м		-	1292,79	4027,58
Мо, Н*м		-	147,65	107,95
Муд, Н*м/кН		-	36,94	27,41

Бурение интервала под направление 0-50 метров производится роторным способом.

Для интервала бурения под кондуктор выбирается гидравлический винтовой забойный двигатель с регулятором угла ВЗД ДР-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель с регулятором угла ВЗД ДР-178, с регулируемым углом перекося, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Технические характеристики забойных двигателей представлены в таблице 12

Таблица 12 – Технические характеристики забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Вес, кг	Расход жидкости и, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГ-240	50-980	240	6917	1875	30-50	85-150	12,0	60-140
ДГ-178	980-2330	178	8290	1225	19-38	85-180	15,0	60-200

2.3.5.1 Проектирования частоты параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Таблица 13 – Необходимый расход бурового раствора

Интервал	0-50	50-980	980 - 2330
Исходные данные			
$D_{\text{д}}$, м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,6	0,5	0,4
$S_{\text{ЗАБ}}$	0,12	0,07	0,0366
$K_{\text{к}}$	1,3	1,35	1,25
S_{max}	0,122	0,08	0,04
S_{min}	0,0883	0,022	0,0142
$V_{\text{кр}}$, м/с	0,15	0,13	0,11
$V_{\text{м}}$, м/с	35	25	15
$d_{\text{от}}$, м	0,219	0,127	0,089
d_{max} , м	0,3	0,3	0,2
$d_{\text{нmax}}$, м	0,012	0,016	0,012
n	3	8	6
$V_{\text{кпмин}}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{\text{кпmax}}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}}$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
$\rho_{\text{р}}$, г/см ³	1,18	1,2	1,21
$\rho_{\text{п}}$, г/см ³	2,08	2,25	2,3
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	0,072	0,035	0,015
Q_2 , л/с	189,02	91,89	29,93
Q_3 , л/с	0,115	0,0286	0,0213

Q ₄ , л/с	0,061	0,4	0,02
----------------------	-------	-----	------

Продолжение таблица 13

Q ₅ , л/с	0,0212	0,0754	0,0424
Q ₆ , л/с	-	50	38

2.3.5.2 Расчет необходимого расхода бурового раствора

Таблица 14 – Область допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-980	980 - 2330
Исходные данные			
Q ₁ , л/с	0,072	0,035	0,015
Q ₂ , л/с	189,02	91,89	29,93
Q ₃ , л/с	0,115	0,0286	0,0213
Q ₄ , л/с	0,061	0,4	0,02
Q ₅ , л/с	0,0212	0,0754	0,0424
Q ₁ , л/с	0,072	0,035	0,015
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, л/с	60	50	38
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	54	50	34

Промывочная жидкость играет важную роль в эффективном бурении скважин. Она очищает забой скважины от шлама и транспортирует его на поверхность, охлаждает породоразрушающий инструмент, передает энергию от насосов к гидравлическому забойному двигателю, а также выполняет ряд других важных функций, необходимых для качественного бурения.

Согласно известной методике из полученных значений и результатам строительства скважин из опыта трудовой деятельности при бурении на месторождениях в Томской области значения расхода выбраны: под направление – 54 л/с, под кондуктор – 50 л/с (т.к. бурение с большими расходами то приводит к размыву стенок скважины), под Эк. колонну 168мм – 34 л/с. А этого достаточно для очистки забоя от шлама, вынос шлама из скважины, предотвращение размыва стенок скважин, предотвращение прихватов.

Полученные крутящие моменты превышают необходимые для разрушения горной породы и не превышают максимальный рабочий момента забойного

двигателя, следовательно, выбранные ранее гидравлические забойные двигатели могут использоваться при сооружении данной скважины.

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Запроектированная бурильная колонна для интервала под направление представлена в таблице 15.1.

Таблица 15.1 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под направление

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТС – 229х90 Д	229	24	5212,8
2	УБТС – 203х80 Д	203	8	1716,8
3	УБТС – 178х80 Д	178	8	1248

Запроектированная бурильная колонна для интервала под кондуктор представлена в таблице 15.2.

Таблица 15.2 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под кондуктор

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ – 219х110 Д	229	12	2852,8
2	НУБТ – 229 Д	229	8	1712
3	УБТ – 178х71 Д	178	8	1225,6
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК 127 х 9 Д	127	975	16282,5
ТБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБТ 147х76,2	147	50	3179,7

Запроектированная бурильная колонна для интервала под эксплуатационную колонну представлена в таблице 15.3.

Таблица 15.3 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ – 178 Д	178	16	2246,4
2	УБТ – 178х71 Д	178	48	7365,6

Продолжение таблицы 15.3

Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК 127*9 Д	127	2286	38176,2
ТБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБТ 127х76,2	127	50	3567,1

В таблице 16 представлена запроектированная компоновка низа бурильной колонны для бурения под направления.

Таблица 16 – КНБК для бурения интервала под направление

№ п/п	Интервал по ство- лу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	50	Долото 393,7 Z30RJ	190	0,4	Бурение вер- тикального участка под направление, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Калибратор КП-393,7 СТ	430	1,227	
			Переводник П-171/177	99	0,38	
			УБТС - 229×90 Д	5212,8	24	
			Переводник П-161/171	81,3	0,538	
			УБТС - 203×80 Д	1716,8	8	
			Переводник П-174/161	60	0,517	
			УБТС - 178×80 Д	1248	8	
			ПК - 127×9Д	133,6	8	
Σ			9170,8	51,1		

В таблице 17 представлена запроектированная компоновка низа бурильной колонны для бурения под кондуктор.

Таблица 17 – КНБК для бурения интервала под кондуктор

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	До				
2	50	1028	БИТ 295,3 B613У	90	0,31	Бурение наклонно-направленного участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны
			Переводник Н-152/117	33,5	0,4	
			КС295,3СТ	196,5	0,85	
			Переводник Н-117/152	44,6	0,626	
			ДР-240К	1875	6,91	
			Переводник Н-171/133	44,6	0,626	
			КОБ-219	98	0,927	
			ПК-219	78	0,617	

Продолжение таблицы 17

			НУБТ – 219	1712	8	
			УБТ - 219×110 Д	2852,2	12	
			Переводник П-147/161	56	0,5	
			УБТ – 178×71 Д	1225,6	8	
			Переводник П-133/147	39	0,39	
			ТБТ 147×76,2	1589,84	25	
			Яс ЯМ-146Б	640	5,12	
			ТБТ 147×76,2	1589,84	25	
			ПК 127×9Д	16282,5	975	
			Σ	34149,3	1028,35	

В таблице 18 представлена запроектированная компоновка низа бурильной колонны для бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 18 – КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
3	1028	2458	БИТ 215,9 С9	20	0,3	Бурение наклонно-направленного участка под эксплуатационную колонну
			Калибратор КС215,9 СТ	62	0,46	
			ДР-178	1225	8,29	
			Переводник П 147/117	56	0,927	
			КОБ-178	98	0,927	
			Переводник П-117/147	61	0,52	
			ПК-178	178	0,617	
			Переводник П-133/147	100	0,81	
			НУБТ 178 GeoTrend Pulse	2246,4	18	
			УБТ 178×71 Д	7365,6	48	
			ТБТ 127×76,2	1783,54	25	
			Яс ЯМ-172Б	640	5,12	
			ТБТ 127×76,2	1783,54	25	
			ПК 127×9Д	38176,2	2286	
			КШ-147	48	0,42	

Продолжение таблицы 18

			ВБТ-133К	804	12	
			Σ	54879,3	2458	

В таблице 19 представлена запроектированная компоновка низа бурильной колонны для отбора керна.

Таблица 19 – КНБК для интервалов отбора керна

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м
	от	До			
4	2295	2310	Бурголовка БИТ 215,9/100 В 12 12 2 АМ	20	0,234
			Керноотборный снаряд УКР-172/100 Кембрии	1480	1,59
			Переводник М-133/147	40	0,52
			Клапан переливной	178	0,617
			УБТ 178×71	7365,6	48
			Переводник П-147/133	45	0,524
			ПК 127×9Д	37836	2260
			Σ	47040,6	2310,2

Выбор труб бурильных толстостенных (ТБТ-127) и утяжеленных немагнитных (НУБТ-178) в КНБК, предназначенных для создания осевой нагрузки на долото, повышение жесткости и устойчивости нижней части бурильной колонны при бурении наклонно-направленных скважин и для исключения влияния ферромагнетизма при использовании телеметрических систем внутри трубы.

ОК ставится под телесистемой для предотвращения ее загрязнения буровым раствором и иной перетекающей жидкости.

Клапан обратный предназначен для автоматического перекрытия и герметизации трубного канала бурильного инструмента при бурении нефтяных и газовых скважин, а также при проведении ремонтных и аварийных работ. При работе бурильного инструмента буровой раствор, подающийся под давлением, открывает клапан. При остановке бурильного инструмента клапан закрывается, обеспечивая надежную герметизацию, предотвращая зашламовывание забойно-

го двигателя и предотвращая возможные выбросы газа и нефти, растворов через бурильные трубы.

Переливной клапан устанавливается выше винтового забойного двигателя и предназначен для сообщения внутренней полости бурильных труб с затрубным пространством при спускоподъемных операциях. Применение клапана уменьшает гидродинамическое воздействие на забой при спуске и подъеме колонны, а также предохраняет двигатель от холостого вращения. При опускании бурового инструмента в устье скважины, клапан открыт, происходит заполнение колонны бурильных труб жидкостью. При бурении, клапан закрыт, затрубное пространство и внутренняя полость колонны разобщены. При подъеме бурового инструмента, клапан открыт, происходит опорожнение колонны бурильных труб.

В целях ликвидации возможных прихватов в кнбк запроектирован Ясс между свечами ТБТ. Гидравлические двухсторонние Ясс ЯГБ-127-2ВД позволяют наносить удары как вверх, так и вниз позволяет более эффективно ликвидироваться при возможности прихвата.

2.3.7. Расчет необходимого расхода бурового раствора

Промывочная жидкость играет важную роль в эффективном бурении скважин. Она очищает забой скважину от шлама и транспортирует его на поверхность, охлаждает породоразрушающий инструмент, передает энергию от насосов к гидравлическому забойному двигателю, а также выполняет ряд других важных функций, необходимых для качественного бурения. [5]

Для бурения скважины по интервалам используем следующие буровые растворы: для направления – глинистый, для кондуктора – полимерглинистый, для эксплуатационной – биополимерный.

Для очистки раствора используем четырехступенчатую системы очистки: вибросита, пескоотделитель, илоотделитель и центрифуга.

Схема очистки представлена на рисунке Б.3 в приложении Б. Параметры промывочной жидкости для интервалов бурения и компоненты промывочной жидкости представлены в таблице Б.1 и Б.2 приложения Б

Расчеты системы бурового раствора и потребного количество реагентов представлены в таблице Б.4 и Б.5 приложения Б.

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Гидравлические показатели промывки скважины представлены в таблице В.1 приложения В.

Режим работы буровых насосов представлены в таблице В.2 приложения В.

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Для бурения двух интервалов отбора керна принимаем бурголовку производства компании НПО «Буринтех» БИТ 215,9/100 В 12 12 2 АМ.

Параметры режима бурения задаются в соответствии с расчетными данными, а также с учетом рекомендаций производителя бурголовки. Технические средства и режимы бурения представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал по глубине, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2295 - 2310	УКР- 172/100	3	90	13,5-20

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Плотности используемых технологических жидкостей:

- Продавочная жидкость – 1000 кг/м^3 ;
- Буферная жидкость – 1100 кг/м^3 ;
- Облегченный тампонажный раствор – 1500 кг/м^3 ;
- Нормальный тампонажный раствор – 1900 кг/м^3 ;

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Расчеты наружных избыточных давлений проводятся для случаев, когда давление достигает наибольших значений:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в скважине.

В таблице 21 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

Таблица 21 – Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	480	2145	2320	2330
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,48	8,805	10,38	10,38

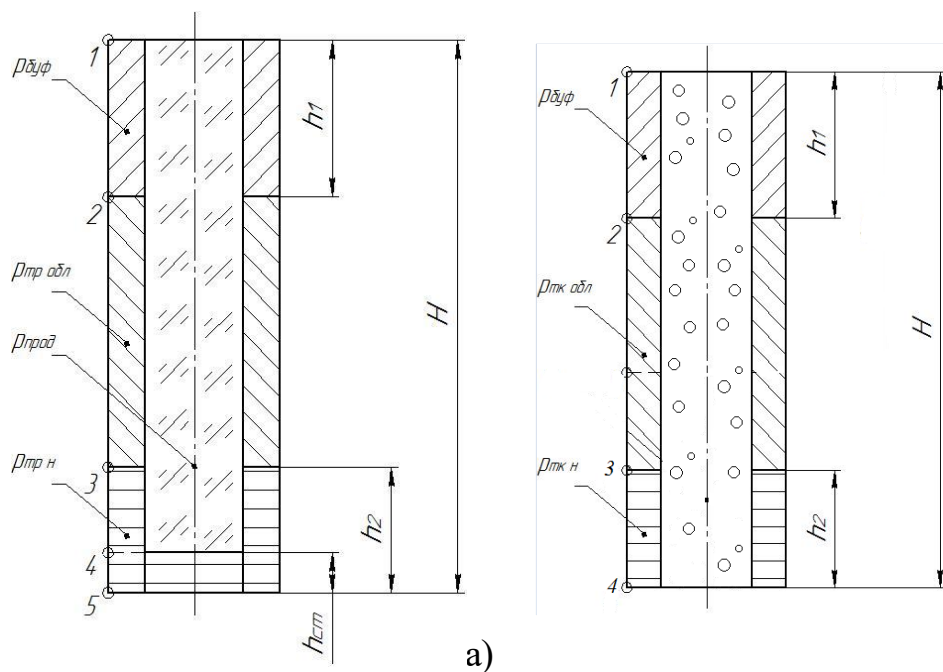


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в скважине: а) в конце про-
давки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении; б) в конце экс-
плуатации нефтяной скважины.

На рисунке 7 изображена эпюра наружных избыточных давлений.

В таблице 22 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в конце эксплуатации скважины.

Таблица 22 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в кон-
це эксплуатации скважины

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина рас- положения точки, м	0	480	2145	2330	
Наружное из- быточное давление, МПа	-0,5	4,78	26	28,229	

На рисунке 7 изображена эпюра наружных избыточных давлений.

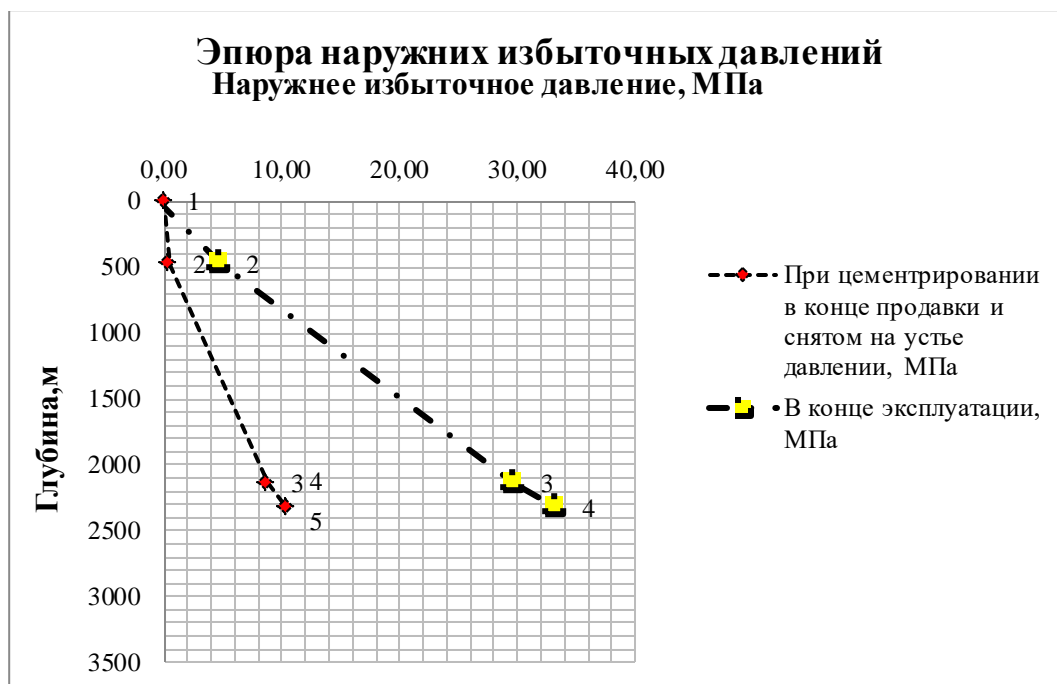


Рисунок 7 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Расчеты наружных избыточных давлений проводятся для случаев, когда давление достигает наибольших значений:

1. При цементировании в конце продавки раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
2. При опрессовке колонны с целью проверки ее герметичности.

На рисунке 8 изображены схемы расположения жидкостей в скважине. Максимальное давление на цементировочной головке составляет $P_{цг}=18,84$ МПа. В таблице 23 приведены расчетные значения внутренних избыточных давлений в характерных точках скважины.

Таблица 23 – Значения внутренних избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	480	2145	2320	2330
Наружное избыточное давление, МПа	17,108	16,628	8,303	6,728	6,728

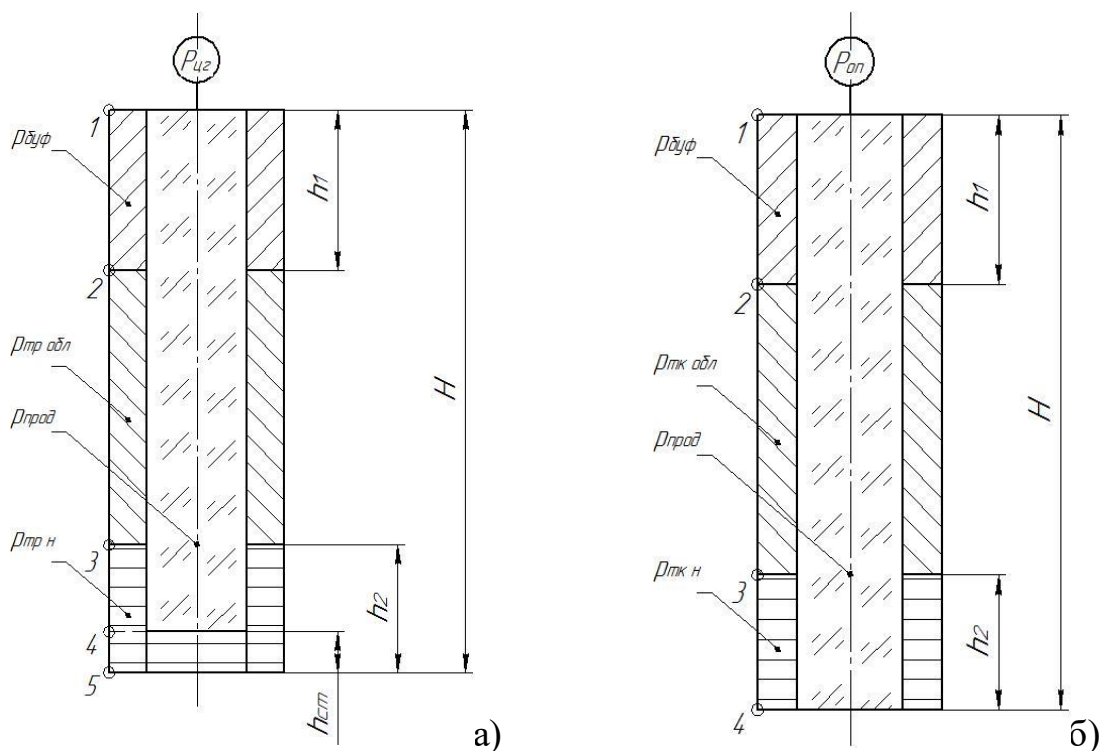


Рисунок 8 – Схемы расположены в скважине: а) в конце продавки тампонажного раствора ; б) при опрессовке обсадной колонны.

Давление опрессовки составляет РОП=21,01 МПа.

В таблице 24 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 24 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	480	2145	2330	
Наружное избыточное давление, МПа	11,5	11,02	8,94	8,15	

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 9.

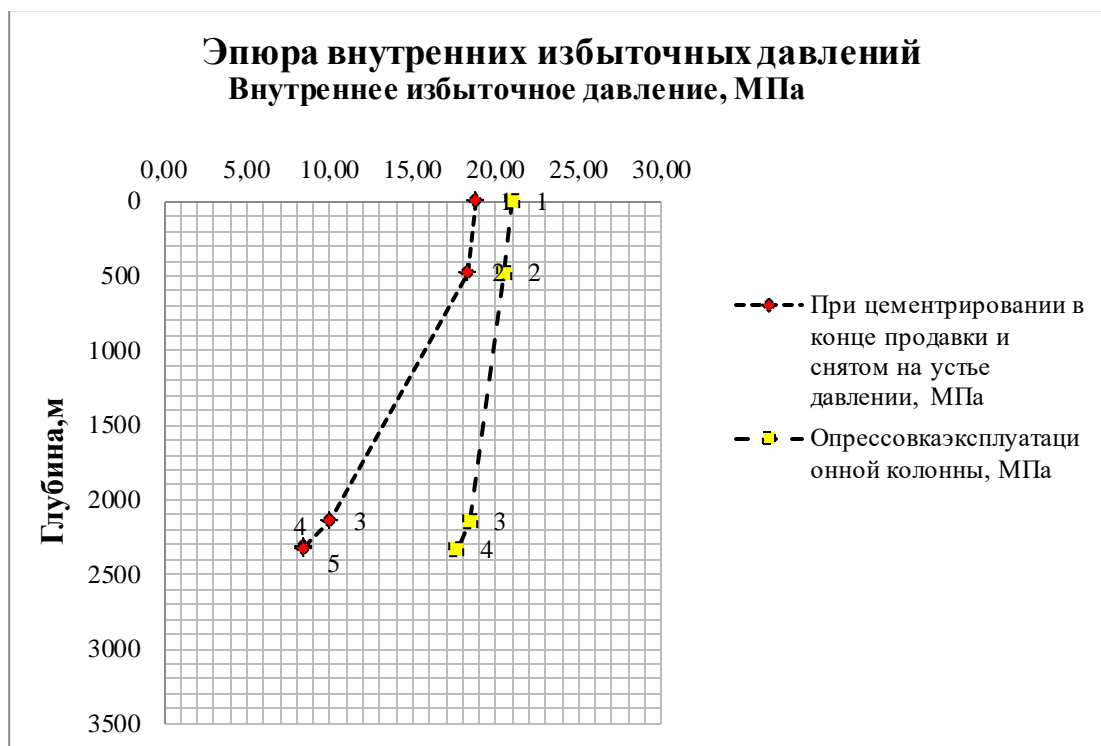


Рисунок 9 – Эпюра внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Результаты проектирования секций обсадной колонны представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес			Интервал установки, м
				1 м трубы, кН/м	Секций, кН	Суммарный, кН	
1	Д	12,1	85	0,466	39,61	39,61	2330-2245
2	Д	10,6	100	0,415	41,5	81,11	2245-2145
3	Д	8,9	505	0,355	179,28	260,4	2145-1640
4	Д	8,0	310	0,323	100,13	360,53	1640-1330
5	Д	7,3	1330	0,294	391,02	751,55	1330-0

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\text{ кп}} + P_{гд\text{ кп}} \leq 0,95 * P_{гр},$$

где $P_{гс\text{ кп}}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;
 $P_{гд\text{ кп}}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;
 $P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва, МПа

$$35,65 \leq 48,97;$$

Условие прочности выполняется, следовательно, возможно применение одноступенчатого прямого цементирования скважины.

2.4.2.2 Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты расчета количества составных компонентов тампонажной смеси сведены в приложении В.4

2.4.2.3 Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей

Объем буферной и продавочной жидкости представлены в приложении В.5

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, составленная в соответствии с расчетами количества цементировочной техники, изображена на рисунке В.1 в приложении В.

Рис. 10 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования: 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – подводящая водяная линия; 6 – станция КСКЦ 01; 7 – блок манифольдов СИН-43; 8 – устье скважины

2.4.2.4.2 Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационная колонна оборудуется специальной технологической оснасткой. В таб-

лице 26 представлена выбранная для данной скважины технологическая оснастка обсадной колонны.

Таблица 26 – Технологическая оснастка обсадной колонны

	Элементы технологической оснастки				
	Башмак	Клапан обратный	Центратор	Цементировочная головка	Пробка продавочная
Направление	БКП-324 ОТТМ	ЦКОД-324 ОТТМ	ЦЦ2-324/394 (1 шт.)	ГЦУ-324	ПРП-Ц-324
Кондуктор	БКП-245	ЦКОД-245 ОТТМ	ЦЦ2-245/295 (20 шт.)	ГЦУ-245	ПРП-Ц-245
Эксплуатационная колонна	БКП-168 ОТТМ	ЦКОД-168 ОТТМ	ЦЦ2-168/216 (51 шт.)	ГЦУ-168	ПРП-Ц-168
Производитель	ЗАО «Удмурские долота»; ООО «Буровые инновационные»	ООО «НГПО»	ЗАО «Удмурские долота»	ООО НТЦ «Кубань-Сервис»	ООО НТЦ «Кубань-Сервис»

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор.

Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 15 м (глубина 2295-2310 м).

Кумулятивный корпусный перфоратор однократного использования ПКТ73 предназначен для проведения прострелочно-взрывных работ в газовых скважинах с температурой до 150°C.

Основные технические характеристики перфоратора представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Основные технические характеристики перфоратора

Обозначение	Поперечный габарит, мм/минимальный проходной диаметр колонны труб, мм	Максимальное давление применения, МПа	Максимальная длина перфоратора (на кабеле/ на трубах), м	Заряд		Максимальная плотность перфорации, шт./м	Параметры пробивной способности
				значе-ние	Масса ВВ, г		По бетонной мишени контроля качества

Продолжение таблицы 27

							Глубина пробити, мм	Диаметр вход.отв., мм
ПКТ 73	73/88	0,1/10 0	10/500	ЗПКТ 73- ДЦ	15	20	750	8

Испытание скважины будет осуществляться в интервале продуктивного пласта 2295-2310 м в пилотном стволе с применением пластоиспытательного оборудования МИГ-146.

Многоцикловой гидравлический испытатель пластов позволяет при однократном спуске проводить несколько полных циклов испытаний пласта.

Каждый цикл включает две основные операции: вызов притока из пласта и регистрацию восстановления давления. Схема компоновки испытателя пластов с одним пакером с упором на забой скважины изображена на рисунке 11.

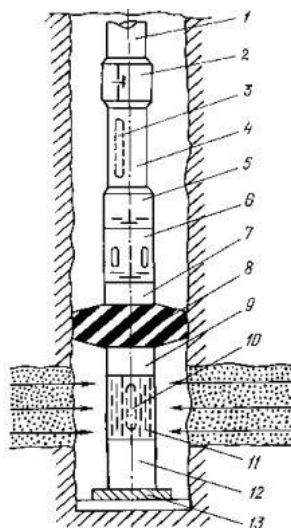


Рисунок 10 – Схема компоновки испытателя пластов с одним пакером с упором на забой скважины: 1,4 – Бурильные трубы, 2 – Циркуляционный клапан КЦМЗ-146; 3 – Верхний манометр, 5 – Запорно-поворотный клапан КЗ2-146; 6 – Многоцикловой испытатель пластов ИПМ2-146, 7 – Яс ЯГЗЗ-146, 8 – Пакер ПЦР2-146, 9, 12 – УБТ, 10 – Нижний манометр, 11 – Фильтр, 13 – Упорный башмак.

Освоение скважины проведем поршневанием (свабированием) с помощью комплекта скважинного оборудования КС-62 в колонне НКТ 73 ГОСТ 633-88. Метод является экономически и экологически эффективным: оборудование имеет высокую мобильность и легко монтируется, позволяет провести плавный запуск скважины, при этом снижая вероятность проникновения промывочных жидкостей в продуктивные пласты.

2.5. Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	54,88	$Q_{бк} / [G_{кр}]$	3,1
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	76,64	$[G_{кр}] / Q_{об}$	2,22
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	99,63	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,7
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	170		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебедочного блока, т ($Q_{в\text{лб}}$)	260	$k_{по} = P_o / P_{бо}$ ($k_{по} > 1,25$)	2,6
Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	54,88		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	76,64		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($K_{п}$)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² ($F_{бо}$)	36		
Расчет режимов СПО			
Скорость		Количество свечей	Поднимаемый вес, кН

Продолжение таблицы 28

2	168	667,66
3	65	311,26
4	82	173,22

2.6 Оценка влияния температурного и концентрации соляной среды на устойчивость эластомера винтового забойного двигателя к механическому износу

2.6.1 Актуальность исследований

В настоящее время применения винтового забойного двигателя особенно эффективно при бурении наклонно-направленных скважин. Применение винтового забойного двигателя (ВЗД) по сравнению с турбобуром и ротором обеспечивает более высокие технико-экономические показатели бурения за счет увеличения скорости бурения, снижения энергозатрат, сокращения количество аварий с бурильной колонной. ВЗД числятся к машинам объемного действия. Из этого следует, что промывочная жидкость, поступает в двигатель от насосов, и проворачивает ротор относительно статора под действием неуравновешенных сил. Зубья статора и ротора находятся в непрерывном контакте, образуют замыкающие на длине шага статора герметичные рабочие камеры. Жидкость, поступающая на вход двигателя от буровых насосов, может пройти к долоту только в том случае, если ротор проворачивает внутри обкладки статора, обкатываясь по его зубьям под действием неуравновешенных гидравлических сил.

По ходу проектирования винтовых забойных двигателей были рассмотрены возможности употребления в качестве материала обкладки статора разных полимеров, но только эластомер оказался практическим материалом, отвечающим как для технологии изготовления и для эксплуатации. Эластомер в качестве технического материала выделяется высокими эластичными свойствами, которыми обладают каучук – главный компонент резиновой композиций. При стандартной температуре эластомер находится в высокоэластичном состоянии, и его эластичные свойства неизменны в обширном диапазоне температур. Тем не менее, в ходе эксплуатации винтового забойного двигателя разогрев эласто-

мера, который происходит в силу многократных циклических деформаций зубьев обкладки статора, является основной проблемой разрушения резины. Для образцов ИРП-1226 экспериментально установлено, что при превышении температуры эластомера вследствие самонагрева и забойных условий, происходит снижение статического модуля упругости на 25% при температуре 75 0С. Одновременно происходит снижения двигателя при циклических нагрузках и усталостной выносливости, что объясняется влиянием температуры на структурные изменения в резине. При температуре превышающее 165 С берет начало деструкции эластомера ИРП-1226, сопровождающаяся интенсивным газовыделением.

Эксплуатационные характеристики ВЗД в большинстве случаев основываются техническим состоянием эластомера – прочности и упругости. Ухудшение упругости, создается в результате вымывания пластификатора при влиянии агрессивной среды или набухании обкладки статора, влечет за собой форсированный износ резины. Одновременно ухудшение упругости обкладки статора осложняет выполнение функции – радиальной опоры, тем самым показывая спад нагрузочной способности двигателя. Вымывание пластификатора из резины часто приводит к существенному уменьшению ее объема, что приведет к увеличению зазоров между винтом и обкладкой статора, в следствии чего получим снижение объемного коэффициента полезного действия винтового забойного двигателя.

Изучение условий эксплуатации рабочей пары демонстрирует, что она работает в чрезвычайно сложных условиях, вследствие чего при разработке винтового забойного двигателя выбор эластомера для обкладки является одним из наиболее важным вопросом. Вот уже много лет для изготовления статора отечественного ВЗД используют малостойкую резиновую смесь ИРП-1226 повышенной износостойкости. Но в настоящее время ИРП-1226 утрачивает свою актуальность с последующими причинами:

Низкая усталостная выносливость и морозостойкость;

Недостаточное время подвулканизации и высокая вязкость не предоставляет возможности ее качественно использовать с возникшей необходимостью увеличения длины рабочих органов ВЗД;

Низкая устойчивость под влиянием высоких температур и при их использовании в агрессивных средах, в частности в буровых растворах на углеводородной основе.

Надо заметить, что разработка новых эластомеров осуществляется в малых количествах, следовательно, наиболее практичными в настоящее время направлениями улучшение ресурса ВЗД являются актуальные рецептуры буровых растворов, уменьшающие агрессивное воздействие среды на эластомер, или же разработка присадок к буровым растворам.

2.6.2 Методика проведения эксперимента

Было принято решение провести исследования по изучению резины ИРП-1226 к механическому разрушению после воздействия разных температур в соляном растворе. В качестве соляных растворов были взяты хлорид натрия, хлорид калия, хлорид кальция, хлорид магния и хлорид бария. И ко всему этому у соляного раствора менялось концентрация. Для выполнения эксперимента применялись цилиндрические образцы резины ИРП-1226 диаметром 42-44 мм и толщиной до 20 мм.

Цилиндрические образцы погружались в контейнеры с разными солями и определённой концентрации 10%, 50% и рассол. И образцы выдерживались в течение 10 суток при заданных температурных точках: 25 и 80 градусов.

Перед тем как погрузить образцы были взяты данные насчет их веса, диаметра и толщины, и после выдержки также были взяты те же самые данные. В последующем осуществлялось испытание образцов эластомера под действием заданной осевой нагрузки на трение и на резание. Осевую нагрузку брали от 2-6 кг и частота вращения была равна 180 об/мин в присутствии глинистого раствора приготовленное за сутки до проведения испытаний. Испытание образцов эластомера были проведены с помощью цилиндрического стакана, где фикс-

сировался эластомер, а также вертикальный сверлильный станок марки «Proma», где фиксировался цилиндрический стакан.

Оборудования с помощью которых были проведены эксперименты:

1. вертикальный сверлильный станок
2. вертикальный сверлильный станок «Proma»
3. инструмент с истирающим профилем
4. инструмент с режущим профилем.



2.6.3 Результаты исследований

По результатам исследований влияния температуры, соляных растворов и их концентрации на устойчивость резины ИРП-1226, приведенных в таблице В. 6,7,8, в приложении можно заметить, что наиболее положительное воздействие на эластомер оказывает хлорид калия и хлорид бария при любой концентрации при трении, а при резании каждая соль хорошо повлияло на эластомер. Результаты моего эксперимента при резании не смогла полностью показать преимущество какого-либо соляного раствора, так как осевой нагрузки использованной мной не были достаточными.

Рисунок 11 - Гистограмма скорости износа резиновой смеси ИРП-1226 от 10% соляного раствора

В первой гистограмме можно заметит, что после выдержки образцов при 25 °С прочность уменьшилось по сравнению без обработки. Но можно заме-

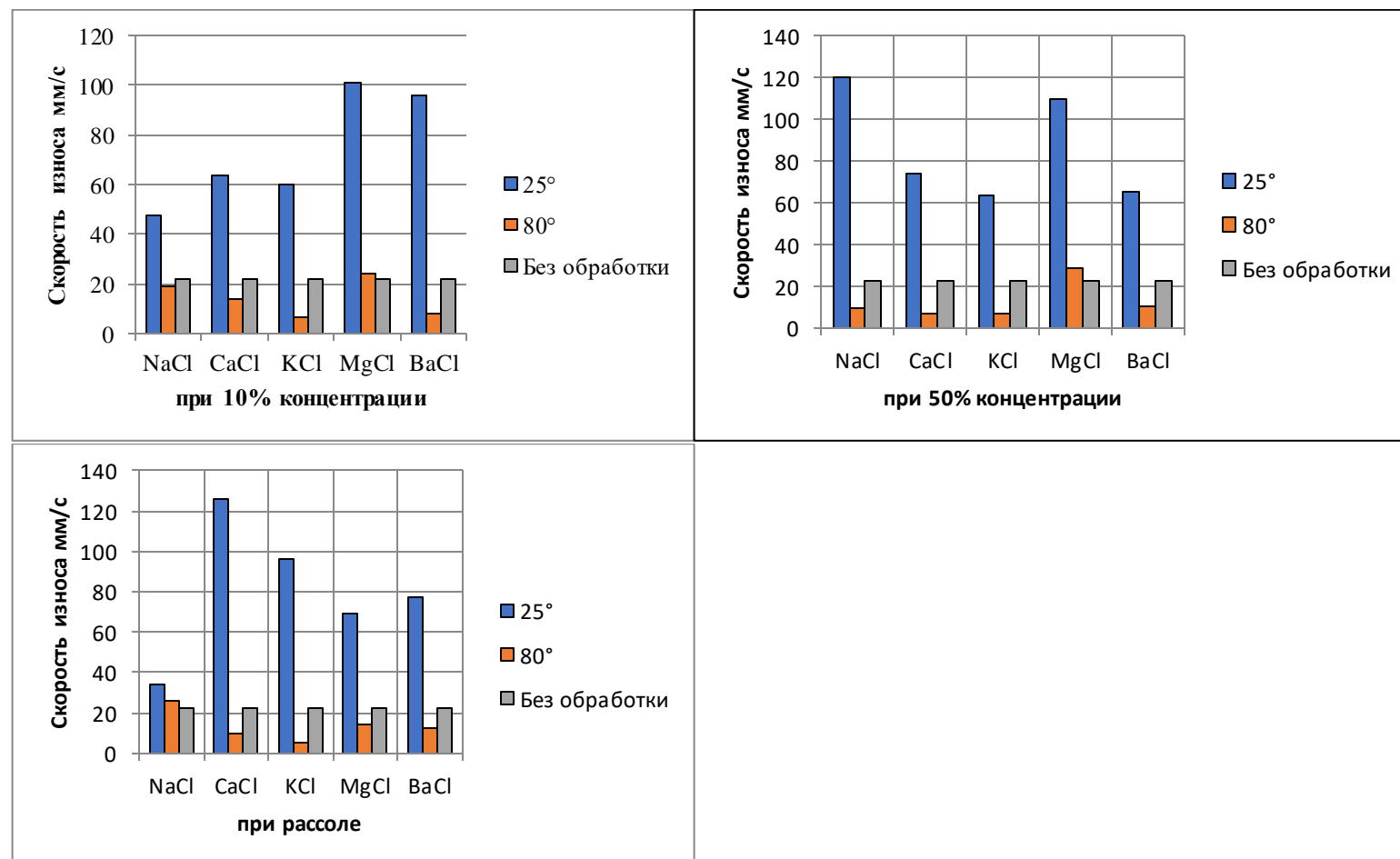
тить, что обработка при 80 °С повлияло в лучшую сторону для образцов в хлориде калия и в хлориде бария.

Рисунок 12 - Гистограмма скорости износа резиновой смеси ИРП-1226 от 50% соляного раствора

В гистограмме с концентрации 50% соляного раствора можно видеть, что обработка образцов при 25 °С, как и в первом эксперимента привела уменьшению прочности. Вот прочность эластомеров при 80 °С увеличилось в хлориде кальция и хлориде калия, а также прочность хлорида бария не изменилось.

Рисунок 13 - Гистограмма скорости износа резиновой смеси ИРП-1226 от рассола соляного раствора

В последней гистограмме можно видеть, что 25 °С температуры плохо повлияло на прочность образцов при каждом соляном растворе. А повышение температуры благоприятно повлияло прочности образцов хлориду калия, хлориду бария, хлориду магния и хлориду кальция. Только хлорид натрия потерял в своей прочности.



Рисунки 11, 12 13 - Гистограмма скорости износа резиновой смеси ИРП-1226

2.6.4 Рекомендации и направления исследования

При выполнении эксперимента было оценено влияние температуры для образцов резины ИРП-1226 в различных концентрациях соляного раствора на прочностные характеристики эластомеров к механическому разрушению. По результатам исследования можно сделать вывод, что высокая температура и концентрация лучше влияет на прочностные свойства эластомера. Наиболее прочными образцами оказались хлорид калия и хлорид бария с 50% процентной концентрацией. Про образцы, обработанные хлоридом калия, можно сказать, что при любой концентрации они оказались прочнее по сравнению с другими.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4В	Алтай Ергазы Курмангазыулы

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих.	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов.	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования.	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения Н ресурсосбережения.	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований.	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1.Организационная структура управления организацией 2.Линейный календарный график выполнения работ 3.Нормативная карта	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Алтай Ергазы Курмангазыулы		

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия Томский филиал АО «Сибирская сервисная компания» (ТФ АО ССК)

3.1.1 Основные направления деятельности предприятия

Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия «Стрежевской филиал ООО «СГК-Бурение»»

Одним из главных направлений деятельности предприятия «Стрежевской филиал ООО «СГК-Бурение»» является строительство нефтяных и газовых скважин.

Филиал функционирует с июля 2001 года. В настоящее время филиал выполняет следующий комплекс работ: бурение, вышкомонтажные и пуско-наладочные работы. Специалистами компании за 16 лет работы накоплен огромный опыт строительства скважин [11].

Специалисты компании трудятся на месторождениях, разрабатываемых ООО «РН-Юганскнефтегаз», ОАО «Газпромнефть», ОАО «Томскнефть» ВНК, ОАО «Новатэк», «ООО «Норд Империял», ООО «Матюшкинская вертикаль», ОАО НК «РуссНефть», ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь», ОАО «Томскгазпром».

На сегодняшний день в компании работает порядка 1600 сотрудников, включая персонал буровых бригад. Парк буровых установок компании включает 39 кустовых БУ отечественного и иностранного производства. Проходка компании по эксплуатационному бурению за последние пять лет составляет 339 432 метра. Предприятие возглавляет директор филиала. В распоряжении директора находятся заместители по нескольким направлениям деятельности: первый заместитель директора (технический директор), по обеспечению производства, по экономике и финансам, по безопасности, по производству.

На рисунке Г.1 приложения Г представлена организационная структура предприятия «Стрежевской филиал ООО «СГК-Бурение»».

3.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственным процессам:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению скважин;
- бурение и крепление ствола скважин;
- испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования производимых операций.

Основным документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [12]. Первоочередно определяется продолжительность ВМР согласно «Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения» [13]. В ВМР включают сборку оснований вышечно-лебедочного блока (66,5 часа), монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока (153,1 час), сборка вышки (305,5 часов), монтаж бурового, силового оборудования и привышечных сооружений (219,8 часов), сборка оснований насосного блока (258 часов), монтаж буровой установки (79,6 часов).

Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток:

$$\Sigma \text{ТМОН} = 64 + 153,1 + 305,5 + 219,8 + 258 + 79,6 = 1080 \text{ ч.}$$

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 62 часа или 2,6 суток.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле (4.1):

$$T_M = T_{B1} * h \quad (4.1)$$

где T_{B1} – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час; h – величина нормативной пачки, метр.

Норма времени на бурение одного метра по ЕНВ определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров. Рассчитанное нормативное время на механическое бурение приведено в таблице Г.2 приложения Г.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых / поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам (4.2, 4.3):

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} * T_{1СВ})}{60}, \quad (4.2)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} * T_{1СВ})}{60}, \quad (4.3)$$

где $N_{СП}$, $N_{ПОД}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей; $T_{СП}$, $T_{ПОД}$ – соответственно время спуска и подъёма свечей, час; $T_{1СВ}$ – нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, час.

Ввиду того, что для бурения всех интервалов, за исключением интервала под хвостовик, количество спускаемых свечей определяется из компоновки буровых труб интервала предыдущего рассчитываемому. Количество поднимаемых свечей соответствует количеству свечей, запроектированных в КНБК для бурения каждого интервала. Для интервала под направление количество спускаемых/поднимаемых свечей равно 0/0,5; под кондуктор – 0,5/37,5 свечей; под интервал отбора керна – 124,5/125 свечей; под эксплуатационную колонну – 112/117,5 свечей. Рассчитанное время СПО приведено в таблице Г.1 приложения Г.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические

исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [14]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [15]. Работы по испытанию скважины на продуктивность, согласно нормативному времени, включают в себя: подготовительные работы перед испытанием объекта (34,2 часа); спуско- подъемные операции насосно-компрессорных труб на глубину продуктивного испытываемого пласта (10,8 часов); работы по вызову притока флюида (25,3 часов); работы по исследованию объектов в скважине (163,3 часа); работы по задавке скважины (2,7 часа); работы по опробованию и испытанию скважины трубным испытателем пластов (12,1 часов).

Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 248,4 часов или 10,35 суток:

$$\sum T_{\text{исп}} = 34,2 + 10,8 + 25,3 + 163,3 + 2,7 + 12,1 = 248,4 \text{ ч.}$$

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Механическая скорость бурения определяется по формуле (4.4):

$$V_M = \frac{H}{t_M} = 2458 / (27,4 * 24) = 3,74 \text{ м/ч}$$

Где H – длина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час. Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (4.5):

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{\text{СПО}})} = \frac{2458}{(27,4 * 24 + 11,04)} = 1,485 \text{ м/ч}$$

где $t_{\text{СПО}}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле (4.6):

$$V_k = \frac{H * 720}{(T_k)} = 2458 * \frac{720}{657,2} = 2692,88 \text{ м/ст. мес}$$

где T_k – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле (4.7):

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} = \frac{2458}{3} = 819,3 \text{ м};$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

- буровой мастер – 1 чел.
- помощник бурового мастера – 3 чел.
- бурильщик 6 разряда – 4 чел.
- бурильщик 5 разряда – 4 чел.
- помощник бурильщика 5 разряда – 4 чел.
- помощник бурильщика 4 разряда – 4 чел.
- электромонтёр 5 разряда – 4 чел.
- слесарь 5 разряда – 2 чел.
- лаборант – 2 чел.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения составляет 657,6 часов или 27,4 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной газовой скважины приведен в приложении Г.3.

3.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), определяемых для эксплуатационных скважин документом

«СНиП IV-5-82 Сборник 49» [16], составленным в трех частях:

- Часть I – подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин;
- Часть II – строительные и монтажные работы;
- Часть III – бурение и испытание на продуктивность скважин.

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости от времени или объема.

К затратам, зависящим от времени, относятся расходы на оплату труда буровой бригады; содержание бурового оборудования и инструмента; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации бурового оборудования; содержание забойных двигателей, бурильных труб, энергию (электрическую, двигателей внутреннего сгорания); воду техническую, промывочную жидкость и химические реагенты; специальный транспорт, а также транспорт, используемый для перевозки материалов, расходуемых в процессе эксплуатации бурового оборудования.

К затратам, зависящим от объема бурения (как правило, на 1 м проходки), относят расход долот, износ бурильных труб, спускаемый инструмент и др.

Амортизация считается, исходя из классификации основных фондов, прописанных Постановлением правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [17] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение скважины представлены в таблице Г.3, на крепление скважины – в таблице Г.4 приложения Г.

Стоимость промыслово-геофизических работ определяется из средних рыночных цен на данные услуги; в частном случае из договора на оказание

данных услуг субподрядной организацией.

Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время определяются исходя из суммарного времени строительства скважины, которое составляет 78,8 суток. Стоимость эксплуатации теплофикационной котельной установки составляет 389,3 руб. в сутки. За все время использования стоимость составит 30 610 руб. в ценах 1984 года или 6 250 562 руб. в текущих ценах. Затраты, описанные в главах 7-11, рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав с определенной зависимостью.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на апрель 2018 года 204,2 [18].

Свод затрат на строительство скважины представлен в таблице Г.5 приложения Г.

Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины представлены в приложении Г.6

Сметная себестоимость строительства скважины (за метр проходки) определяется как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями по формуле (4.8):

$$C_C^{1м} = \frac{C_{см} - П}{H}$$
$$C_C^{1м} = \frac{176221725 - 7981583,36}{2458} = 68445,95 \text{ руб.}$$

3.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники долота типа PDC с матричным корпусом.

Ключевыми особенностями долот с матричным корпусом являются увеличение механической скорости проходки (МСП) за счет возможности приложения к долоту большей осевой нагрузки по сравнению с долотами со сталь-

ным корпусом, а также увеличение проходки на долото за счет большей стойкости матричного корпуса к абразивному воздействию шлама. Расчет эффективности внедрения матричного долота Г.7.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4В	Алтай Ергазы Курмангазыулы

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения

Объект исследования: проект технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины (пласт Ю₂₋₃) на газоконденсатном месторождении (Томская область, Каргасокский район)»

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной в следующей последовательности:

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной в следующей последовательности:

1. Производственная безопасность

1.1 Проанализировать возможные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:

- неудовлетворительные показатели микроклимата на открытом воздухе;
- повышенные уровни шума и вибрации;
- недостаточное освещение рабочей зоны;
- повышенная запыленность и загазованность;
- необходимые средства защиты от вредных факторов.

1.2. Проанализировать возможные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:

- движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;
- электрический ток;
- пожароопасность;
- взрывоопасность;
- необходимые средства защиты от опасных факторов.

2. Экологическая безопасность

2.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду;

2.2. Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности.

2. Экологическая безопасность:

2.1. Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:

- на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);
- на гидросферу (сбросы, утечка горюче-смазочных материалов, поглощение бурового раствора);
- на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);

2.2. Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:
3.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин;	3.1. Провести анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте: -техногенного характера – (пожары и взрывы в зданиях); -природного характера – (лесные пожары);
3.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.	3.2. Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:
4.1.Специальные правовые нормы трудового законодательства;	4.1. Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий);
4.2.Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	4.2. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Алтай Ергазы Курмангазыулы		

4 Социальная ответственность

Целью данной выпускной квалификационной работы студента является проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2330 метров на газоконденсатном месторождении Томской области. При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины, например такие как: профиль и конструкция скважины, параметры режима бурения, компоновки низа бурильной колонны и другие не менее важные параметры. Также необходимо тщательно прорабатывать экономическую сторону вопроса и выбирать те технологии, которые обеспечат требуемую рентабельность. Сооружение скважины является последовательным процессом и вид работ, осуществляемый на данный момент, определяется каждым конкретным этапом строительства. Работы в процессе проходки ствола скважины могут включать: непосредственно бурение, наращивание колонны бурильных труб, спускоподъемные операции, регенерацию свойств промывочной жидкости. При цементировании обсадных колонн: спуск обсадных труб, подготовка и обвязка цементировочной техники, затворение тампонажного раствора, закачка и продавка цемента и другие. Заканчивание и освоение скважины включают такие работы как: свабирование скважины, установку фонтанной арматуры и другие.[17]

Разрабатываемые в данной работе решения могут быть использованы сервисными буровыми компаниями, чья сфера деятельности связана со строительством и заканчиванием скважин. Информация, представленная в разделе «Специальная часть» может быть использована научно-исследовательскими институтами, занимающимися разработкой химических реагентов для приготовления буровых растворов.

4.1 Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в приложении Д.1.

4.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Приведем описание вредных производственных факторов, включающее в себя характеристику производственного фактора, предельно допустимые нормы и обоснование мероприятий по их устранению, а также средства индивидуальной и коллективной защиты.

Неудовлетворительные метеоусловия рабочей зоны

Микроклимат определяется воздействием на организм человека совокупностью температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также температурой окружающих поверхностей согласно ГОСТ 12.1.005-76 [2].

Строительство скважины выполняются на открытом воздухе в холодный период года. К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к СИЗ – комплект средств индивидуальной защиты от холода СИЗ Х теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже -400С предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей. При определенных значениях температуры воздуха и ветра работы приостанавливаются.

Режимы труда и отдыха в холодное время определены МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» [3].

Повышение уровня шума

Шум на буровой установке возникает в результате работы бурового оборудования. Чрезмерный уровень шума оказывает негативное влияние на здоровье людей, прежде всего на органы слуха, нервную и сердечно-сосудистую системы. Шум может увеличить риск при действии с другими факторами.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» [4] постоянный, эквивалентный производственный шум не должен превышать уровень звука в 85 дБА для данного вида работ. Мероприятия по предотвращению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши, шлемы) согласно ГОСТ 12.4.275-2014 [5] и

коллективных средств защиты (звукоизолирующие кожухи, малошумные машины и звукопоглощающие облицовки) согласно ГОСТ 12.1.029-80 [6].

Повышение уровня вибрации

Вибрация возникает при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций. Различают общую и локальную вибрацию. А также транспортная, технологическая и транспортно-технологическая. Общая вибрация передаётся через сиденье и пол и считается более вредной, локальная вибрация – через руки. Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь.

Нормативные значения (обеспечивающие отсутствие вибрационной болезни) виброускорения и виброскорости составляют $0,1 \text{ м/с}^2$ и $2,0 \text{ мм/с}$ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования» [7]. Для устранения вредного воздействия необходимо использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы) согласно ГОСТ 12.4.002-97 «Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний» [8].

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Загазованность рабочей среды возникает в результате работы оборудования, поступления пластовых газов из скважины, использовании химических реагентов. Загазованность может вызвать развитие хронических заболеваний, раздражение органов чувств, заболевание верхних дыхательных путей. Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования» [9] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в приложении в таблице Д.2.

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями, изложенными в ГОСТ 32548-2013 «Вентиляция зданий. Воздухораспределительные устройства. Общие технические условия» [10]. Очистка

воздуха от примесей должна обеспечивать содержание веществ в воздухе не более 30% ПДКРЗ.

СИЗ органов дыхания должны соответствовать ГОСТ 12.4.041-2001 «Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования» [11].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест внутри и снаружи буровой установки характеризуется освещённостью, яркостью и др. Недостаточная освещенность рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление, способствует развитию близорукости, сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме. Согласно требованиям ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерения» [12], освещение рабочего места должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному.

На буровой установке используется естественное, искусственное и совмещенное освещение. Нормы освещенности на буровой установке, утверждены приказом от 12.01.2015 г. №1 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»» (ПБНПП) [13], приведены в приложении Д.3.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Работы на открытом воздухе сопряжены с вероятностью контакта рабочего с различными организмами. Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний, а также из-за невозможности проведения истребительных мероприятий.

К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинфекции, дезинсекции, дератизации, ограждающие устройства, автоматический контроль воздушной среды, применение естественной и искусственной вентиляции, сигнализации, дистанционного управления, знаков безопасности. Мероприятия по устранению фактора прово-

дятся в соответствии с Р 3.5.2.2487—09 «Руководство по медицинской дезинсекции» [14].

4.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Фактор проявляется при выполнении технологических операций при несоблюдении требований безопасности, а также при возникновении неисправности, приводящих к появлению механических травм.

Мероприятия по предупреждению данного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНПП [13], проведение инструктажей по технике безопасности, расположение оповещающих знаков при ремонтных работах, обеспечение рабочего персонала СИЗ (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.).

Все механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет в Ростехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Ростехнадзора. Испытание включает в себя внешний осмотр, статическое и динамическое испытания. В конструкции грузоподъемных механизмов обязательно должны быть предусмотрены системы защиты, которые также подлежат испытанию. Требования установлены в соответствии с РД 10-525-03 «Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин» [15].

Поражение электрическим током

Проявление фактора возможно при касании к незаземленным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Ток производит биологическое, термическое и электролитическое действие, и приводит к ожогам частей тела, потере зрения, нарушению дыхания и повреждению внутренних органов.

Предупреждение поражений электрическим током на объектах включает в себя: применение блокировочных устройств; применение защитного заземления буровой установки, зануления; применение изолирующих, защитных

средств (диэлектрические перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок; проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок в соответствии с требованиями ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [16], «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» [17]; обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением (изоляция, ограждения) знаки и площади безопасности. Допуск к работе в эл. Об. персонала имеющего группу допуска не ниже 3, до 1000 В.

Пожаровзрывоопасность

Опасный фактор возникает вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, поступающими из скважины (нефть, газ и т.д.), разлитыми легковоспламеняющимися технологическими жидкостями; в результате газонефтеводопроявления, или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный газ и другие токсичные соединения.

Взрывы могут возникнуть при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. В результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций, что предоставляет опасность для человека. В зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия: запрет на расположение электропроводки в местах ее возможного повреждения буровым инструментом; запрет на хранение горючесмазочных материалов (ГСМ) в металлических емкостях ближе 20 метров от установки; отведения специальных мест для курения и разведения огня. Оборудование сварочного поста для проведения сварочных работ.

Использование предохранителей для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах.

Установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;

Оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии в соответствии с РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений» [19];

Обеспечение буровой средствами пожаротушения (пожарные щиты располагаются у входа на буровую, в насосной, в котельной, у системы ПВО, на складе ГСМ, у культбудки;

Каждый пожарный щит, согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» [20], должен содержать: огнетушитель пенный (не менее 2 шт.); лопата (2 шт.); багор (2 шт.); топор (2 шт.); ведро (2 шт.); ящик с песком; кошма 2×2 м (1 шт.); бочка с водой 200 л.

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

Исключение наличия источников возгорания;

Испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП [13];

Установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек, сообщающие о величине давления, под которым находится сосуд;

Также необходимо исключить вероятность достижения определенным веществами нижнего предела взрываемости (далее НПВ) согласно ГОСТ 12.1.044-84 «ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов» [21]:

Природный газ – не более 4% по объему;

Пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;

Сероводород – не более 4,3% по объему.

Расположение рабочего места на значительной высоте

Данный фактор возникает при вышкомонтажных работах и спуско-подъемных операциях и может стать причиной возникновения механических травм в результате падения. Мероприятия по предупреждению падений прово-

дятся согласно ПБНГП [13] и включают в себя: использование верховым рабочим страховочного троса; оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м; установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

4.2 Экологическая безопасность

4.2.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду

Строительство скважин сопровождается большим количеством факторов, негативно влияющих на окружающую среду. Результаты анализа вредных воздействий на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения воздействий представлены в приложении Д.4:

4.2.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности

Наибольший вред наносится земельным, лесным и водным ресурсам. Сбор и ликвидация производственных отходов. Рекультивация

В процессе бурения скважины образуются три вида отходов: буровой шлам, отработанный буровой раствор (далее ОБР) и буровые сточные воды.

С целью сокращения объемов наработки бурового раствора и уменьшения объема ОБР, подлежащего обезвреживанию и утилизации, предусмотрена четырехступенчатая система отчистки бурового раствора от шлама.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Шламовый амбар должен быть обвалован: высота обвалования 1м, ширина по верху – 0,8 м, уклон до 1:2. В целях предупреждения загрязнения грунтовых вод инфильтратом отходов бурения дно и стенки амбара должны быть гидроизолированы. Гидроизоляция может выполняться цементно-глинистой пастой. Требования к сооружению шламовых амбаров регламентированы РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих» [22].

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ПП РФ от 23.02.1994 №140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы» [23].

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы: очистка площадки от бетонных и металлических отходов, снятие загрязненных грунтов, обезвреживание и захоронение их в шламовом амбаре, засыпка амбара, планировка площадки; строительство подъездных путей к некультивированным участкам, строительство въездов и дорог на них; покрытие площадки слоем плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, нарушавшей землю.

Охрана недр

Для обеспечения охраны недр, в том числе подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002 «Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин» [24].

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины несет в себе следующие природоохранные функции: обеспечивает охрану недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга; предупреждает возникновение, нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа в окружающую среду путем использования рационального количества обсадных колонн, расчета глубин их спуска, изоляции нефтеводоносных горизонтов тампонажными растворами за всеми обсадными

колонками, а также установкой на кондуктор противовыбросового оборудования согласно ГОСТ 13862-90 [25];

предотвращает проникновение газа в проницаемые горизонты путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р – 402;

уменьшает степень загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

Для предотвращения загрязнения водоносных горизонтов применяются следующие технологические решения: глинистая кольматация стенок скважины с образованием прочной низкопроницаемой корки, препятствующей фильтрации раствора в водоносный горизонт; обработка бурового раствора высокомолекулярными соединениями, обеспечивающими снижение фильтрационных свойств промывочной жидкости; ограничение репрессий на водоносный горизонт путем регулирования структурно-механических свойств бурового раствора, обеспечивающих снижение гидродинамического давления.

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

4.3.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

При строительстве скважин существует вероятность возникновения чрезвычайной ситуации, как природного, так и техногенного характера. Результаты анализа вероятных ЧС приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары (взрывы) на производственном объекте	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ	Метеорологические опасные явления
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является газонефтеводопроявление (далее ГНВП), возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [13]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое

чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причины возникновения ГНВП при строительстве скважин:

Неправильное планирование проведения работ, которое привело к неверным действиям при создании давления рабочего раствора во время выполнения капитального ремонта;

Снижение уровня жидкости в скважине вследствие поглощения или неверного выполнения спуско-подъемных операций;

Снижение плотности рабочей жидкости во время простоев работы из-за поступления через стенки воды или газа;

Несоблюдение рекомендуемого временного интервала между циклами работ;

Освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды.

Возникновение процессов поглощения жидкости в стволе скважины.

4.3.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [13]:

Не вскрывать пласты, которые могут вызвать проявления, без предварительного спуска колонны обсадных труб, предусмотренных геолого-техническим нарядом (далее ГТН);

Долив скважины при подъеме буровой колонны должен носить непрерывный характер;

Цемент за кондуктором поднимать до устья скважины, что обеспечивает надежную герметизацию устья при борьбе с ГНВП.

При снижении плотности бурового раствора более чем на 0,02 г/см³ необходимо принимать немедленные меры по ее восстановлению;

Иметь 2-кратный запас раствора на скважинах при вскрытии зон с возможными ГНВП, продуктивных горизонтов на неразведанных площадях и объ-

ектах, на газовых и газоконденсатных месторождениях и месторождениях с аномально высокими давлениями;

Избегать применения КНБК с малыми зазорами;

Производить подъем БК только после тщательной промывки скважины при создании максимально возможной производительности насосов и при вращении бурильной колонны;

При возникновении эффекта поршневания необходимо спустить БК ниже интервала проявления, промыть скважину и только после этого приступить к подъему инструмента.

Перед вскрытием объектов с высоким пластовым давлением, где возможно проявление, под ведущей бурильной трубой устанавливают обратный клапан;

При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности» [26]. Существует несколько методов действий при ГНВП:

Метод уравновешенного пластового давления - забойное давление поддерживается несколько выше пластового на протяжении всего процесса (непрерывное глушение скважины; двухстадийное глушение скважины; двухстадийное растянутое глушение скважины; ожидание утяжеления).

Метод ступенчатого глушения скважины - применяется, если при использовании вышеописанных способов возникают давления, превышающие допустимые давления на устье.

4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке имеет такие особенности, как вахтовый метод работы и наличие определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, регламентируемые главой 47 ТК РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [27].

Ст. 297. регулирует общие положения о работе вахтовым методом, в частности об обустройстве вахтовых поселков для работников.

Ст. 298. определяет ограничения на работы вахтовым методом. К работам не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением. Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 №162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин» [28].

Ст. 299-302 регулируют продолжительность вахты (не более одного месяца), режимы труда и отдыха (продолжительность смены не более 12 часов), гарантии и компенсации работающим вахтовым методом (надбавки к заработной плате; районные коэффициенты - 1,5 для места проведения работ по проекту; ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск).

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [29].

4.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопас-

ности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [30].

При работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;

Органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;

Редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [31].

Конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;

Конструкция регулируемого кресла оператора должна соответствовать требованиям ГОСТ 21889-76 [32];

При работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;

При необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

Заключение

В представленной выпускной квалифицированной работе показаны технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины (пласт Ю₂₋₃) на газоконденсатном месторождении Томской области, Кургасокского района. Данная работа состоит из 5 глав: общая и геологическая, технологическая часть, специальная часть, финансовый менеджмент, социальная ответственность.

В общей и геологической части представлены литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины, физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, нефтегазоносность разреза скважины, давление и температура по разрезу скважины, возможные осложнения по разрезу скважины.

В технологической части представлены основные расчеты и обоснования конструкции, профиля скважины, породоразрушающего инструмента, гидравлической программы промывки в программе, бурового раствора, процессов заканчивания, цементирования, элементов компоновки низа бурильной колонны и буровой установки для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины.

В специальной части представлено влияние температурного и концентрации соляной среды на устойчивость эластомера винтового забойного двигателя к механическому износу.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена организационная структура организации, производящая сервисы по бурению. Приведены расчеты экономической эффективности мероприятий, сметная цена оборудования, техники и работ по строительству данной скважины.

В разделе социальная ответственность, представлен анализ по производственной безопасности, экологической безопасности, правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, и правило безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Список используемых источников

1. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000-679 с.
2. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
3. Справочник специалиста ЗАО «ССК». Томск, 2010. 456 с.
4. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. — 428 с.
5. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.-152 с.
6. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.
7. А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
8. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. Заканчивание скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000-670 с.
9. Сибирская Сервисная Компания [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.sibserv.com/about/info/> (дата обращения: 14.05.2017).
10. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 16.05.2017).
11. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования

в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html (дата обращения: 16.05.2017).

12. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm> (дата обращения: 16.05.2017).

13. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.

14. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.

15. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.

16. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1”.

17. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 апреля 2017 г. № КЦ/2017- 04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на апрель 2017 года.

18. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

19. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование

20. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях

21. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.

22. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

23. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения

в производственных помещениях.

24. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

25. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

26. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

27. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

28. Постановление Правительства Российской Федерации №390 от 25.04.2012 «О противопожарном режиме».

29. О.А. Зуева Концентрационные пределы горения попутных нефтяных газов//Вестник ПНИПУ. Аэрокосмическая техника – 2014. – №37.
– С. 140 – 153.

30. РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».

31. СН 459-74 «Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин».

32. Постановление Правительства РФ от 15.04.2011 N 272 «Об утверждении Правил перевозок грузов автомобильным транспортом».

33. РД 08-492-02 «Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов».

34. Логанов Ю.Д., Соболевский В.В., Симонов В.М. Открытые фонтаны и борьба с ними: Справочник. — М.: Недра, 1991. — 189 с.: ил.

35. Харченко Ю.А., Тер-Саркисов Р.М., Потысьев Е.А. Турельные системы удержания платформ для месторождений замерзающих морей // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 9. С. 76–84.

Приложение А

Таблица А.1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	-
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	Российская Федерация Томская Каргасокский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-0,2 +35 -53
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,15
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	252
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 20
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

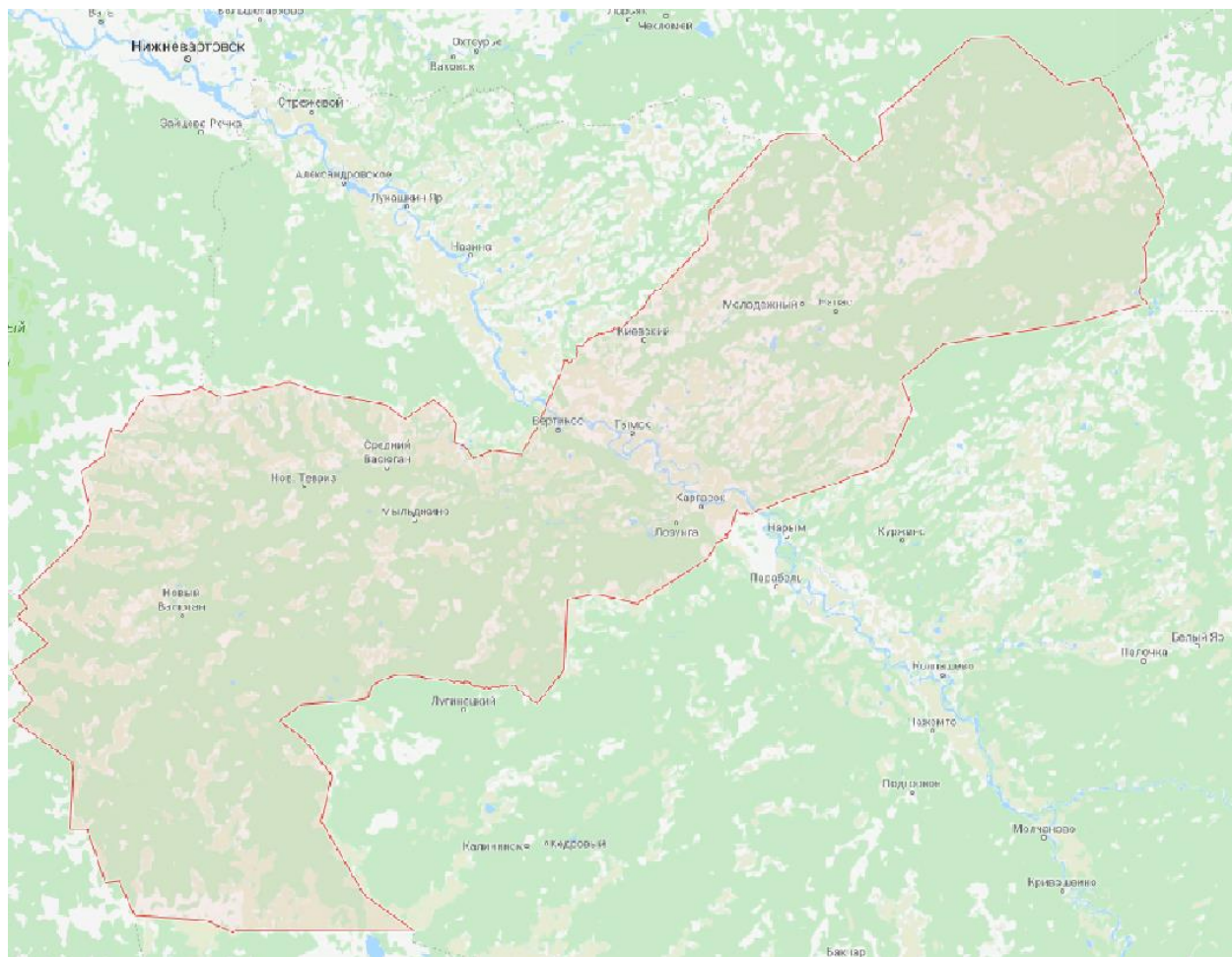


Рисунок А.1 – Обзорная карта района работ

Таблица А.2 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности
от	до	название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	30	четвертичные отл.	Q	0		1,3
30	118	некрасовская серия	P ₃ nk	0		1,3
118	153	чеганская (тавдинская) свита	P ₂₋₃ cg	0		1,3
153	220	люлинворская свита	P ₂₋₂ II	0		1,3
220	243	талицкая свита	P ₁ tl	0		1,3
243	343	ганькинская свита	K ₂ gn	0		1,4
343	393	славгородская свита	K ₂ sl	0		1,4
393	595	платовская свита	K ₂ ip	0		1,4
595	610	кузнецовская свита	K ₂ kz	0		1,4
610	1583	покурская свита	K ₁₋₂ pk	1		1,4
1583	1685	алымская свита	K ₁ al	1		1,4
1685	1979	киялинская свита	K ₁ kl	1		1,4
1979	2030	тарская свита	K ₁ tr	1		1,2
2030	2243	куломзинская свита	K ₁ klm	1		1,2
2243	2253	марьяновская свита	J ₃ mr	1		1,2
2253	2255	георгиевская свита	J ₃ gr	1		1,2
2255	2295	наунакская свита	J ₃ nn	1		1,2
2295	2350	тюменская свита	J ₁₋₂ tm	1		1,2

Таблица А.3 – Литологическая характеристика разреза скважина

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	%	
1	2	3	4	5	6
Q	0	30	Суглинки пески глины	50 20 30	Представлены суглинками желтовато-бурыми, песками светло-серыми, мелкозернистыми, глинами коричневатými и почвенным слоем.
P _{3nk}	30	118	глины	100	Представлены равномерным переслаиванием глин желтовато-бурых, коричневато-серых, разнозернистых.
P _{2-3cg}	118	153	пески глины	10 90	Сложена, в основном, глинами серыми, зеленовато-серыми, вязкими, иногда плотными, опоковидными. Встречаются редкие маломощные прослой песков серых, зеленовато-серых, кварцевых.
P _{2-2II}	153	220	пески глины	20 80	Сложена, в основном, глинами серыми, зеленовато-серыми, вязкими, иногда плотными, опоковидными. Встречаются редкие маломощные прослой песков серых, зеленовато-серых, кварцевых.
P _{1tl}	220	243	глины пески	100	Сложена, в основном, глинами серыми, зеленовато-серыми, вязкими, иногда плотными, опоковидными. Встречаются редкие маломощные прослой песков серых, зеленовато-серых, кварцевых.

Продолжение таблицы А.3

K ₂ gn	243	343	глины	100	Представлена преимущественно глинами темно-серыми, плотными, участками известковистыми с остатками ракушек.
K ₂ sl	343	393	глины песчаники	80 20	Представлены глинами темно-серых с зеленоватым оттенком, плитчатыми, часто опоковидными с тонкими прослоями зеленовато-серых глауконитовых песчаников.
K ₂ ip	393	595	глины песчаники	20 80	Песчаники и алевролиты, часто глауконитовые с прослоями песчаных глин. Изредка в кровле встречаются пласты оолитовых железных руд.
K ₂ kz	595	610	глины	100	Представлены глинами темно-серыми плотными с ходами илоедов и содержат богатую фауну.
K ₁₋₂ pk	610	1583	алевролиты песчаники глины	30 50 20	Представляет собой неравномерное чередование песчаников, алевролитов и глин. Песчаники и алевролиты серые, голубовато-серые, мелкозернистые часто глинистые, слабосцементированные. Глины серые, темно-серые, алевролитистые, комкованные с включениями детрита.
K ₁ al	1583	1685	глины песчаники	65 35	Нижняя часть представлена светло-серыми, крупнозернистыми слюдистыми песчаниками, именуемыми А1. В кровле залегают темно-серые плитчатые глины кошайской пачки.

Продолжение таблицы А.3

K ₁ kl	1685	1979	песчаники глины алевролиты	50 30 20	Представляет собой пестроцветную толщу переслаивающихся между собой песчаников зеленовато и буровато-серых, мелкозернистых, плотных алевролитов буровато-серых, песчанистых, массивных и аргиллитоподобных глин красновато-коричневатых, голубовато- и зеленова цвета.
K ₁ tr	1979	2030	песчаники аргиллиты алевролиты	40 30 30	Вмещает с себя песчаные пласты Б1-Б3, разделяющихся маломощными прослоями аргиллитов и алевролитов. Песчаники серые, голубовато-серые, мелко-среднезернистые, массивные.
K ₁ klm	2030	2243	песчаники глины	60 40	Кровля свиты сложена песчаными пластами кпиноформного комплекса. Остальная часть представлена толщей темно-серых насыщенных детритом глин.
J ₃ mr	2243	2253	аргиллиты	100	Представлена коричневато-серыми битуминозными аргиллитами. Встречаются редкие прослой голубовато-серых алевролитов и прослой известняков.
J ₃ gr	2253	2255	аргиллиты	100	Тёмно-серые, почти чёрные, иногда слабобитуминозные аргиллиты, содержащие различное количество алевритового материала.
J ₃ nn	2255	2295	аргиллиты песчаники алевролиты угли	40 40 15 5	Переслаивание песчаников серых, средне-мелкозернистых, алевролитов серых мелкозернистых, аргиллитов тёмно-серых и углей.

Продолжение таблицы А.3

J ₁₋₂ tm	2295	2350	аргиллиты	35	Переслаивание песчаников серых, средне-мелкозернистых, алевролитов серых мелкозернистых, аргиллитов тёмно-серых и углей.
			песчаники	40	
			алевролиты	15	
			угли	10	

Таблица А.4 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважин

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м		Краткое название горной по- роды	Плот- ность, г/см ³	Пори- стость, %	Прони- цае- мость, мдарси	Глини- стость, %	Карбо- нат- ность, %	Твер- дость, ² кгс/мм ²	Расслоен- ность по- роды	Абразив- ность	Категория породы промыс- ловой классифи- кации (мягкая, средняя и т.д.)
	от (вер- х)	до (низ)										
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	30	Суглинки пески глины	2,1 2 1,9	30 25 20	2500 0 0	10 90 100	0 0 0	0 10 10	1 2 2	10 4 4	Мягкая Мягкая Мягкая
P ₃ nk	30	118	глины	2,2	30	0	100	0	10	3	4	Мягкая
P ₂₋₃ cg	118	153	пески глины	2,1 2,2	25 20	1000 0	50 100	0 0	10 15	2 3	10 4	Мягкая Мягкая
P ₂₋₂ II	153	220	пески глины	2,2 2,3	25 20	500 0	10 100	3 0	10 15	2 3	10 4	Мягкая мягкая
P ₁ tl	220	243	глины пески	2,3 2,2	20 25	500 0	10 100	3 0	10 15	2 3	10 4	Мягкая мягкая

Продолжение таблицы А.4

K ₂ gn	243	343	глины	2,3	20	0	100	5	10	4	4	Мягкая
K ₂ sl	343	393	глины песчаники	2,3 2,2	20 22	0 500	100 10	0 3	15 10	3 1	4 10	Мягкая мягкая
K ₂ ip	393	595	глины песчаники	2,3 2,2	20 22	0 300	100 10	0 3	15 10	3 1	4 10	Мягкая Мягкая
K ₂ kz	595	610	глины	2,4	20	0	100	2	15	3	4	Мягкая
K ₁₋₂ pk	610	1538	алевролиты песчаники глины	2,2 2,2 2,4	20 22 20	50 300 0	10 10 95	3 3 0	20 25 20	2 2 3	6 10 4	Средняя Средняя средняя
K ₁ al	1583	1685	глины песчаники	2,4 2,2	16 22	0 10-40	95 10	0 3	20 25	2 3	4 10	Средняя Средняя
K ₁ kl	1685	1979	песчаники глины алевролиты	2,2 2,4 2,3	22 20 20	50 0 15	15 95 15	5 10 5	35 30 35	3 3 3	10 4 6	Средняя средняя средняя
K ₁ tr	1979	2030	песчаники аргиллиты алевролиты	2,2 2,4 2,3	20 5 16	50 10	0 100 30	5 5 5	35 30 35	3 3 3	10 4 6	Средняя Средняя средняя
K ₁ klm	2030	2243	песчаники аргиллиты	2,3 2,4	15 5	5-100 0	20 95	5 5	45 50	3 3	9 4	Твердые Твердые
J ₃ mr+gr	2243	2255	Аргиллиты	2,4	5	0	95	5	70	3	6	Твердые

Продолжение таблицы А.4

J ₃ nn	2255	2295	аргиллиты песчаники алевролиты угли	2,4 2,3 2,3 1,2	5 15 5 0	0 5-100 5 0	90 20 25 0	5 5 5 0	80 65 90 70	3 3 3 4	4 10 6 3	Твердые Твердые Твердые Твердые
J ₁₋₂ tm	2295	2350	аргиллиты песчаники алевролиты угли	2,4 2,3 2,3 1,2	5 15 10 0	5 0 5-100 0	90 20 25 0	5 5 5 0	80 65 90 70	3 3 3 4	4 10 6 5	Твердые Твердые Твердые твердые

Таблица А.5 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс страти- графического подразделения	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			градус	источник получе- ния
			кгс/см на м ²		Источ- точ- ник полу- чения	кгс/см на м ²		Источ- точ- ник полу- чения	кгс/см на м ²		Источ- точ- ник полу- чения	кгс/см на м ²		источ- ник по- лучения		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q + P	0	243	0,000	0,100	ПГФ	0,000	0,100	ПГФ	0,000	0,235	ПГФ	0	0,24	ПГФ	29	ПГФ
«2 gn	243	343	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,235	0,235	ПГФ	0,22	0,24	ПГФ	30	ПГФ
K ₂ sl	343	393	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,235	0,235	ПГФ	0,22	0,24	ПГФ	32	ПГФ
K ₂ ip	393	595	0,100	0,101	ПГФ	0,100	0,101	ПГФ	0,235	0,235	ПГФ	0,22	0,24	ПГФ	35	ПГФ
K ₂ kz	595	610	0,101	0,101	ПГФ	0,101	0,101	ПГФ	0,235	0,235	ПГФ	0,22	0,24	ПГФ	38	ПГФ
K ₁₋₂ pk	610	1583	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,235	0,235	РФЗ	0,23	0,24	ПГФ	60	ПГФ

Продолжение таблицы А.5

K ₁₋₂ al	1583	1685	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,235	0,180	РФЗ	0,23	0,245	ПГФ	60	ПГФ
K ₁ kl	1685	1979	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,180	0,180	РФЗ	0,23	0,245	ПГФ	64	ПГФ
K ₁ tr	1979	2030	0,101	0,102	РФЗ	0,101	0,102	РФЗ	0,180	0,180	РФЗ	0,23	0,245	ПГФ	70	ПГФ
K ₁ klm	2030	2243	0,102	0,103	РФЗ	0,102	0,103	РФЗ	0,180	0,180	РФЗ	0,23	0,245	ПГФ	88	ПГФ
J ₃ mr+gr	2243	2255	0,103	0,104	РФЗ	0,103	0,104	РФЗ	0,180	0,170	РФЗ	0,24	0,245	ПГФ	88	ПГФ
J ₃ nn	2255	2295	0,104	0,106	РФЗ	0,104	0,106	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,24	0,245	ПГФ	84	ПГФ
J1-2 tm	2295	2440	0,106	0,106	РФЗ	0,106	0,106	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,24	0,245	ПГФ	94	ПГФ

Таблицы А.6 – Данные по запроектированному профилю скважины

Тип профиля		Плоский трехинтервальный профиль горизонтальной скважины									
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м						2330	Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10м				0,18
Глубина вертикального участка скважины, м						100	Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10м				-
Отход скважины, м						750	Интенсивность искривления на третьем участке набора зенитного угла, град/10м				-
Длина интервала бурения по пласту, м						-	Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м				-
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м						-	Зенитный угол в конце участка набора угла, град				19
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м						-	Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град				19
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град						19	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				-
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	100	100	0	0	0	0	0	0	100	100
2	100	227	127	0	21,69	21,69	0	19,4	100	230	130
3	227	2295	2068	21,69	750	728,31	19,4	19,4	230	2422	2192
4	2295	2330	35	750	762	12	19,4	19,4	2422	2458	36
Итого	Σ		2330	Σ		762	-	-	Σ		2458

Приложение Б

Таблица Б.1 – Запроектированные параметры бурового раствора

Исходные данные									
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, кг/м ³	Условная вязкость, с	Пластическая вязкость, сПз	ДНС, дПа	СНС 10 сек/10 мин, дПа	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %
от	до								
0	50	1192,7	30-40	-	-	-	-	-	2
50	980	1148,4	20-35	10-18	40-80	10-30/ 20-60	6-10	8-9	1,5
980	2330	1110	40-60	12-35	50-90	10-40/ 20-60	6	8-10	0,5

Таблица Б.2 – Компонентный состав бурового раствора

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	50	<p>Глинистый</p> <p>Вода пресная, Каустическая сода, Глинопорошок, Na_2CO_3, смазывающая добавка</p>
50	980	<p>Полимерглинистый</p> <p>Вода пресная, Глинопорошок ПБМБ, Полиакрилат, Полиакриламид, KCl (соль), Смазывающая добавка, Na_2CO_3</p>
980	2330	<p>Биополимерный</p> <p>Вода пресная, Каустическая сода, Биополимер, Инкапсулятор, смазывающая добавка, Мраморная крошка, KCl, Na_2CO_3, Крахмал</p>

Рисунок Б.3 – Схема очистки бурового раствора

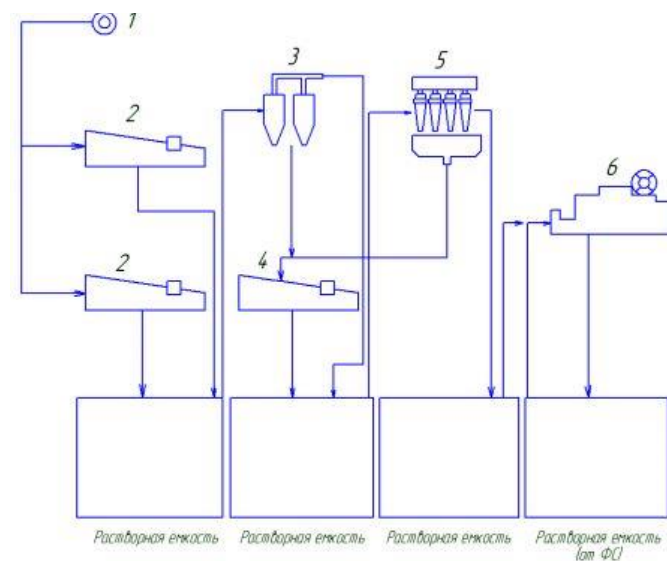


Рисунок Б.3 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито; 3 – пескоотделитель; 4 – ситогидроциклонный сепаратор; 5 – илоотделитель; 6 – центрифуга.

Таблица Б.4 – Расчет системы бурового раствора

Направление		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	$k_{\text{каверн.}}$	Объем скважины в конце интервала, м^3 .
Интервал бурения, м.						
от	до					
0	50	50	393,7	-	1,3	$V_{\text{скв}} = 7,91$
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,64$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 5,29$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,25$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 =$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 35,87$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 10,91$
Кондуктор		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	$k_{\text{каверн.}}$	Объем скважины в конце интервала, м^3 .
Интервал бурения, м.						
от	до					
50	980	930	295,3	324,3	1,37	$V_{\text{скв}} = 91,33$
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 9,4$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 56,86$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 4,65$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 =$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 262,57$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}} = 10,91$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2 = 251,66$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 0$

Продолжение таблицы Б.4

Экспл. колонна		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
980	2330	1350	215,9	244,5	1,23	V _{скв} = 106,75
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 8,96
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 42,64
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 6,75
Объем раствора в конце бурения интервала						V _з =
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 277,85
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев2} = 0
Объем раствора к приготовлению:						V _{з'} = 277,85

Таблица Б.5 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Расход Реагента	Упакова ед.изм.	Потребное количество реагентов	
		кг/м ³		кг	уп
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды	0,7-1,2 0,4-0,5 0,4-0,5 2-2,1	25	765	31
Глинопопрошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	40-70	1000	163000	163
Смазывающая добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5 3-5 18-24	25	6625	265
KCl	Подавление гидратации и набухания глины	30-50	1000	7000	7
Мраморная крошка	Кольматация каналов	236	1000	48000	48
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,2 -0,5	25	300	12
Крахмал	Снижение жесткости раствора	50	50	2355	47.1
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5	25	200	8
Кальцинированная сода	Снижение жесткости раствора	50	50	24850	497

Приложение В

Таблица В.1 - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	50	БУРЕНИЕ	0,42	0,045	ЦЕНТРАЛЬНАЯ	1	25.4	119,4	600,6
Под кондуктор									
50	1028	БУРЕНИЕ	0,52	0,064	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9 10	98,7	295,4
Под эксплуатационную колонну									
1028	2458	БУРЕНИЕ	1,02	0,087	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	83,8	146,1
Под отбор керна									
2295	2310	Отбор керна	0,84	0,071	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	14	87,3	178,6

Таблица В.2 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	Диаметр цилиндровых втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	50	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	160	245	1	105	30,24	60,48
50	1028	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	150	280	1	85	21,76	43,52
1028	2458	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	150	280	1	125	32	32
2295	2310	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100						

Таблица В.3 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в					
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки	
				Насадках долота	Забойном двигателе				
0	50	БУРЕНИЕ	117,3	99,3	0	7,8	0,2	10	
50	1028	БУРЕНИЕ	158,6	67,9	32,1	44,6	4,0	10	
1028	2458	БУРЕНИЕ	204,5	45,7	64	64	20,8	10,0	
2295	2310	ОТБОР КЕРНА							

Таблица В.4 – Количество составных компонентов тампонажной смеси

Плотность тампонажного раствора, кг/м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м ³
Нормальный – 1900	8250	4,54
Облегченный – 1500	32940	36,24
Итого	41190	40,78

Таблица В 5– Объем буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчетный объем, м ³
Буферная	26,44
Продавочная	43,07

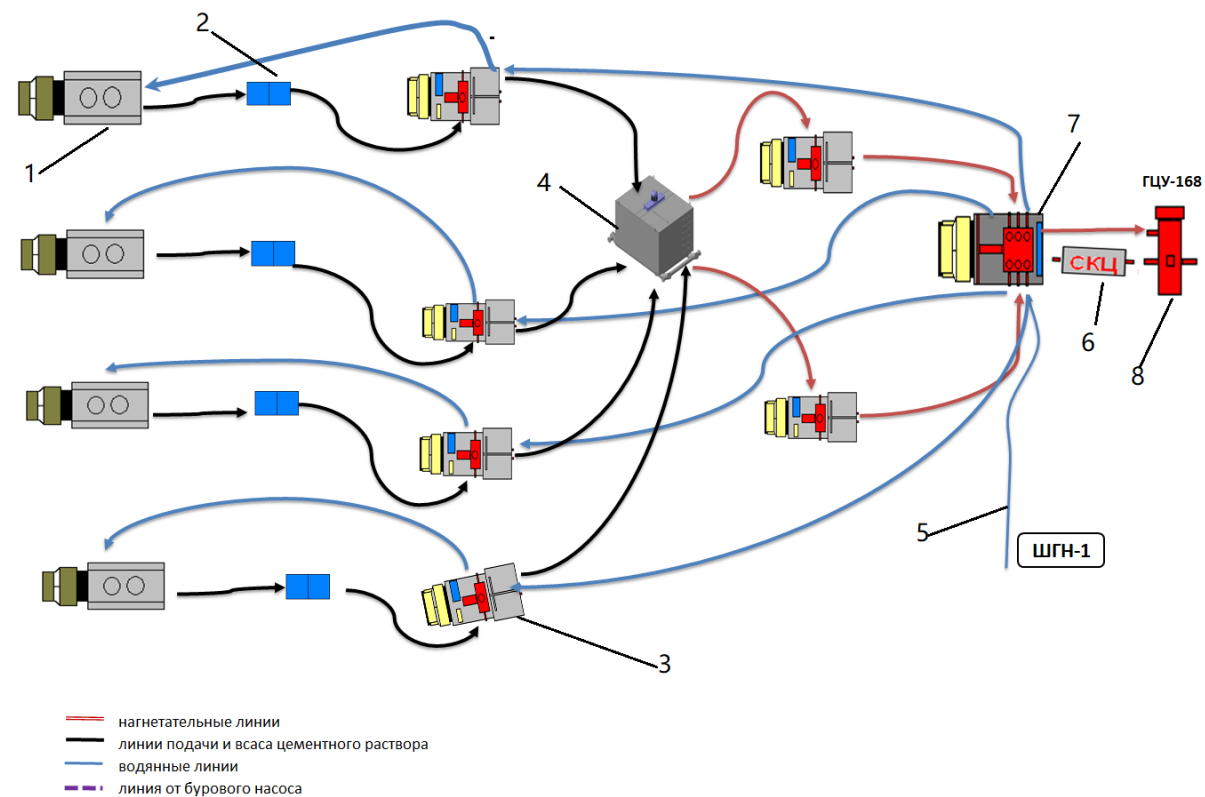


Рисунок В.1 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования: 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементирующий агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – подводящая водная линия; 6 – станция КСКЦ 01; 7 – блок манифольдов СИН-43; 8 – устье скважины

Приложение В 6 Результаты проведенных исследований

Время разрушения, инструмент - острый профиль, масса груза – 2-6 кг, частота вращения шпинделя - 180 об/мин. Время в секундах, концентрация – 10%								
Тип рассо- ла / Время выдержки	25 °С				80 °С			
	t износа		h износа		t износа		h износа	
	Результаты / Ср. знач.		Результаты / Ср. знач.		Результаты / Ср. знач.		Результаты / Ср. знач.	
Na Cl	120	120	12,7	13,94	120	120	0,34	0,33
	120		13,52		120		0,49	
	120		15,6		120		0,15	
Ca Cl ₂	30	30	11,32	11,53	120	120	0,05	0,12
	30		11,55		120		0,14	
	30		11,73		120		0,18	
KCl	120	120	3,07	9,84	120	120	0,19	0,22
	120		12,95		120		0,2	
	120		13,5		120		0,28	
Mg Cl ₂	120	120	2,75	9,99	120	120	0,63	0,4
	120		11,26		120		0,31	
	120		15,96		120		0,24	
Ba Cl ₂	120	120	6,54	5,67	120	120	0,14	0,15
	120		6,15		120		0,09	
	120		4,31		120		0,22	

Приложение В 7 Результаты проведенных исследований

Время разрушения, инструмент - острый профиль, масса груза – 2-6 кг, частота вращения шпинделя - 180 об/мин. Время в секундах, концентрация – 50%								
Тип рассо-ла / Время выдержки	25 °С				80 °С			
	t износа		h износа		t износа		h износа	
	Результаты / Ср. знач.		Результаты / Ср. знач.		Результаты / Ср. знач.		Результаты / Ср. знач.	
Na Cl	120	49	4,83	5,02	120	120	0,63	0,23
	10		2,08		120		0,05	
	18		8,15		120		0,01	
Ca Cl ₂	60	60	12,34	9,38	120	120	0,24	0,3
	60		11,64		120		0,03	
	60		4,16		120		0,62	
KCl	90	90	12,08	10,75	120	120	0,25	0,21
	90		3,68		120		0,16	
	90		16,49		120		0,23	
Mg Cl ₂	120	120	6,58	7,25	120	120	0,33	0,2
	120		11,36		120		0,07	
	120		3,82		120		0,2	
Ba Cl ₂	120	120	7,52	10,45	120	120	0,17	0,13
	120		12,25		120		0,13	
	120		11,57		120		0,08	

Приложение В 8 Результаты проведенных исследований

Время разрушения, инструмент - острый профиль, масса груза – 2-6 кг, частота вращения шпинделя - 180 об/мин. Время в секундах, концентрация – рассол								
Тип рассо-ла / Время выдержки	25 °С				80 °С			
	t износа		h износа		t износа		h износа	
	Результаты / Ср. знач.		Результаты / Ср. знач.		Результаты / Ср. знач.		Результаты / Ср. знач.	
Na Cl	120	87	3,05	10,84	120	120	0,34	4,11
	20		3,34		120		11,9	
	120		13,36		120		0,08	
Ca Cl ₂	120	120	12,44	12,1	120	120	0,15	0,12
	120		12,06		120		0,05	
	120		11,79		120		0,17	
KCl	90	90	5,71	9,02	120	120	0,18	0,19
	90		9,4		120		0,16	
	90		11,95		120		0,22	
Mg Cl ₂	120	120	11,63	11,7	120	120	0,14	0,19
	120		12,68		120		0,12	
	120		10,79		120		0,32	
Ba Cl ₂	120	120	9,34	11,38	120	120	0,34	0,55
	120		12,86		120		0,67	
	120		11,94		120		0,64	

Приложение Г

Обоснование раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

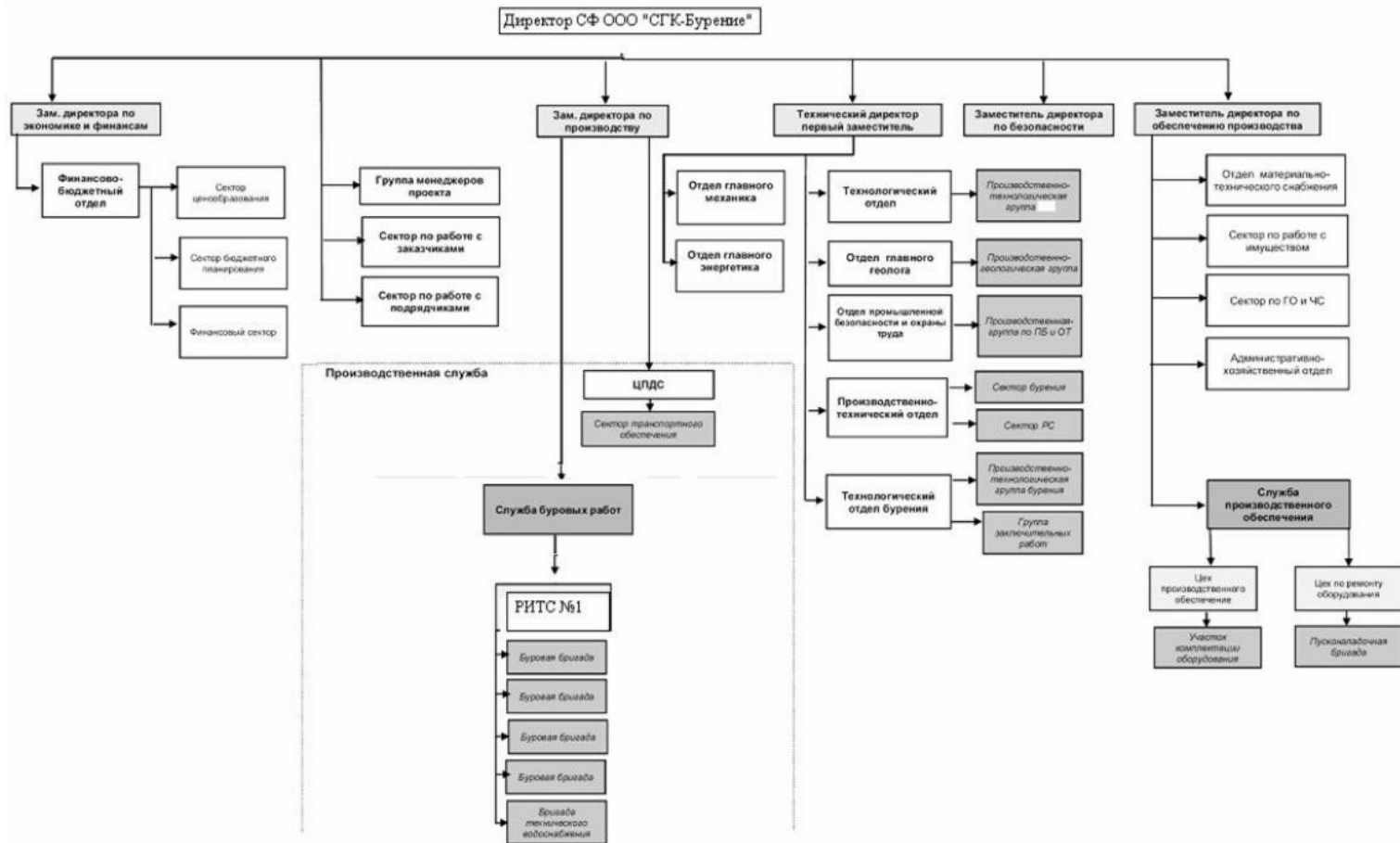


Рисунок Г.1 – Организационная структура Стрежевского филиала ООО «СГК-Бурение»

Таблица Г.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч					
Вышкомонтажные работы										1080
Подготовительные работы к бурению										96
Бурение под направление Промывка (ЕНВ) Нарращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	393,7 Z30RJ	0	50	350	0,02	50	1	1	0,04	1,04 0,03 0,13 0,24 0,43 1,13 0,37 23,61 1,43 0,3 28,71
Бурение под кондуктор Промывка (ЕНВ) Нарращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ)	БИТ 295,3 B613Y	50	1028	3200	0,03	978	1	29,34	2,76	32,1 0,31 5,47 0,24 2,33

Продолжение таблицы Г.1

Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,83
Установка и вывод УБТ за палец										0,6
Крепление (ЕНВ)										51,3
ПГИ (ЕНВ)										5,45
Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ)										4,8
Итого:										0,9
										104,33
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 С9	1028	2458	3200	0,07	1430	1	100.1	8,24	108,38
Промывка (ЕНВ) Нараскивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ)										1,13
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,33
Установка и вывод УБТ за палец										0,24
Крепление (ЕНВ)										2,10
ПГИ (ЕНВ)										2,0
Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ)										0,2
Итого:										68,4
										10,1
Испытание скважины на продуктивность										5,9
										1
										200,78
										248,4

Таблица Г.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	175,6	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,04	5,53	1,34	185,14	4,52	624,62
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	2,35	-	46,43	-	198,16
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,04	0,58	1,34	19,3	4,52	65,1
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	0,24	-	4,84	-	20,65
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,4	0,04	10,11	1,34	338,83	4,52	1142,93
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	4	5732	0,04	52,68	1,34	1764,78	4,52	5952,84
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4	615	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	-	-	-	-	1,34	301	4,52	1015,2
Прокат ВЗД	сут	19,46	4	77,84	-	-	1,34	26,08	-	-
Прокат ВЗД	сут	24,9	-	-	-	-	-	-	4,52	112,55
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,9	4	35,6	0,04	0,36	1,34	11,93	4,52	40,23
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,04	0,30	1,34	10,1	4,52	34,1
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	-	175,6	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4	135,68	0,04	1,36	1,34	45,45	4,52	153,32
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4	401,6	0,04	4,02	1,34	134,54	4,52	453,81
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4	22,12	0,04	0,22	1,34	7,41	4,52	25
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4	677,16	0,04	6,77	1,34	226,85	4,52	765,19
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,4	-	-	0,2	15,08	109	8218,6	106	7992,4
Сода каустическая	т	875,2	-	-	0,036	31,5072	0,16	140,032	0,15	131,28
Сода кальцинированная	т	183,3	-	-	-	-	17,6	3226,08	17,2	3152,76
ПАА	т	215,6	-	-	-	-	0,12	25,872	0,12	25,872
ПАЦ	т	983	-	-	-	-	1,8	1769,4	1,7	1671,1
Смазывающая добавка	т	1054,1	-	-	-	-	1,4	1475,74	1,4	1475,74
Крахмал	т	106,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Биополимер (ксантановая смола)	т	1223,5	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	6	2,1
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,2	186,8	10,6	176,8
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	27,8	558,22	33,3	668,66	36,4	730,9
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				10095,12		690,7272		18166,32		25962,65
Затраты, зависящие от объема работ										
III 393,7 Z30RJ	шт	2686,4	-	-	0,14	376,1	-	-	-	-
БИТ 295,3 B613У	шт	4852,7	-	-	-	-	0,28	1358,7	-	-
БИТ 215,9 С9	шт	5234,4	-	-	-	-	-	-	0,89	4690,02
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	18,4	90,34	24,8	121,77	48,6	238,63
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	смена	1268								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	0		466,44		1480,47		4928,65	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-	10095,12		1163,78		19653,4		30897,91	
Всего по сметному расчету, руб	63078,21									

Таблица Г.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Затраты, зависящие от времени								
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,98	126,57	2,14	276,38	2,85	368,08
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	-	-	-
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,98	11,37	2,14	24,82	2,85	33,06
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	-	-	-
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,98	7,39	2,14	16,14	2,85	21,49
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,98	247,8	2,14	541,12	2,85	720,65
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,98	1404,34	2,14	3066,62	2,85	4084,05
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,4	0,98	411,01	2,14	879,52	2,85	1195,29
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,98	136,11	2,14	297,23	2,85	395,84
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,98	98,82	2,14	215,8	2,85	287,39
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,98	8,72	2,14	19,05	2,85	25,37
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,4	0,98	98,39	2,14	214,86	2,85	286,14
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,98	165,9	2,14	362,28	2,85	482,48
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,98	18,03	2,14	39,38	2,85	52,44
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,98	33,24	2,14	72,59	2,85	96,67
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	6	49,26	21	172,4	16	131,4

Продолжение таблицы Г.3

Башмак колонный БКП-324	шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БКП-245	шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БКП-168	шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-2-324/394	шт	32,5	1	32,5	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-2-245/295	шт	25,4	-	-	31	787,4	-	-
Центратор ЦЦ-2-168/216	шт	18,7	-	-	-	-	50	935
ЦКОД-324 ОТТМ	шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-
ЦКОД-245 ОТТМ	шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОД-168 ОТТМ	шт	105	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПРП-Ц-324	шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-245	шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-168	шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт	3960	1	3960	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-168	шт	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	7108,29		7168,84		6819,81	
Затраты, зависящие от объема работ								
Обсадные трубы 324х9,5	м	37,21	50	1860,5	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53	-	-	1028	29328,84	-	-
Обсадные трубы 168х12,1	м	23,67	-	-	-	-	85	2011,95
Обсадные трубы 168х10,6	м	16,47					100	1647
Обсадные трубы 168х8,9	м	19,96	-	-	-	-	505	10079,8
Обсадные трубы 168х8	м	18,08					310	5604,8
Обсадные трубы 168х7,3	м	17,54					1330	23328,2
Портландцемент тампонажный ПЦТ- II-100	т	28.68	-	-	-	-	8,25	236,61

Продолжение таблицы Г.3

Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III Об(4-6)-100	т	19,84	-	-	-	-	35,3	700,35
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	54,8	329,35
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,5	54,6
Опрессовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	14	515,2
Пробег УС6-30	км	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2
Пробег КСКЦ 01	км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,84	34,8	652,85	80,4	1508,3
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,5	18,76	7,5	281,4	14	525,3
Транспортировка вахт, руб		1268						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	2501,04		31655,21		47999,36	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	82155,61							
Всего по сметному расчету, руб	104520,55							

Таблица Г.4 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для
Томской области на апрель 2018 г.

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная сто- имость в те- кущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	16 131 187
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 524 729
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и пр.	2 295	468 639
	Итого по главе 1	93 656	19 124 555
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и де- монтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	36 346 375
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 317 874
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	2 839 401
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	341 831
	Итого по главе 2	204 924	41 845 481
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	63078,21	94 617,315
3.2	Крепление скважины	104520,55	156780,83
	Итого по главе 3	167,598,76	251 398,145
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 0337	2 866 355
4.2	Консервация скважины	6 872	1 403 262
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 649 936
	Итого по главе 4	28 989	5 919 554
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	28 884	678804,74
	Итого по главе 5	28 884	678804,74
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве стро- ительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	16 132	3 292 381,9
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	11 943	2 438 801,4
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 250 562
	Итого по главе 6	58 677	11 981 745
	ИТОГО прямых затрат	648 722	79 801 537,89
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	162 180	19 950 384,47
	Итого по главе 7	162 180	19 950 384,47

Продолжение таблицы Г.4

1	2	3	4
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	48 654	7 980 153,79
	Итого по главе 8	48 654	7 980 153,79
	ИТОГО по главам 1-8	859 556	107 732 076,2
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	249 669,2	5 153 925
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	44 843,94	1 026 909
9.3	Северные надбавки 3 %	30 371,6	5 773 946
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9.5	Услуги по отбору керна	-	3 150 000
9.6	Транспортировка керна	-	12 000
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	22 086
9.8	Авиатранспорт	-	3 975 300
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 600
9.11	Перевозка вахт до г. Томска	-	112 000
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого прочих работ и затрат	324 885	34 458 066
	ИТОГО по гл 1-9	1 252 471	142 190 142,2
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	2 038,4	215 234,74
	Итого по главе 10	2 038,4	215 234,74
11	Глава 11		
11.1	Резерв средств на непредвиден- ные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	62 725,5	6 915 768,49
	Итого по главе 11	62 725,5	6 915 768,49
	ИТОГО	1 317 234,9	149 321 145,4
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ	149 321 145,5	
	НДС (18%)	26 877 806,17	
	ВСЕГО с учетом НДС	176 198 951,7	

Таблица Г.5 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Меся- цы			
		1	2	3	
1.Вышкомонтажные работы	45				
2.Бурение	27, 4				
3.Испытание	10, 4				

Таблица Г.6 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Длина скважины, м	2458
Продолжительность бурения, сут.	27,4
Механическая скорость, м/ч	3,74
Рейсовая скорость, м/ч	1,485
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	2692,88
Проходка на долото, м	819,3
Стоимость одного метра	68445,95

Таблица Г.7 – Расчет эффективности внедрения матричного долота

Показатель	Используемое долото БИТ 215,9 С9	Внедряемое долото БИТ 215,9 ВТ616УЕМ
Корпус долота	Стальной	Матричный
Рассматриваемый интервал (колонна)	Эксплуатационная	
Способ бурения	С применением ГЗД	
Глубина сооружаемого интервала, м	2330	
Интервал бурения по стволу, м	1028-2458	
Ожидаемая проходка на долото, м	3200	4500
Максимальная целесообразная МСП, м/ч	25,5	28
Время СПО, ч	8,24	
Цена долота в ценах 2018 г., руб	381 600	773 400
Расчет		
Длина сооружаемого интервала, м	1430	
Количество долблений, ед.	0,447	0,318
Время бурения интервала с максимальной МСП, ч	56,1	51,1
Время бурения с учетом времени СПО, ч	64,34	59,34
Экономия времени, ч	5	
Стоимость эксплуатации буровой установки, руб/ч	45825,4	
Эксплуатационные затраты на долото, руб	182 023,2	245 941,2
Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб	2 948 406,24	2 719 279,24
Итого эксплуатационных затрат, руб	3 130 429,44	2 962 220,44
Экономия эксплуатационных затрат, руб	168 209	
Экономия себестоимости метра проходки, руб/м	117,63	
Экономический эффект на долото, руб	529 329	
Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет	1,46	

Приложение Д

Таблица Д.1 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74) [1]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<p>Строительство скважины:</p> <p>1.Эксплуатация бурового оборудования;</p> <p>2. Механическое бурение;</p> <p>3.Спуско-подъемные операции;</p> <p>4.Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование;</p> <p>5.Приготовление и обработка технологических жидкостей;</p> <p>6.Освоение скважины.</p>	<p>1.Неудовлетворительные метеословия рабочей зоны;</p> <p>2.Повышение уровня шума;</p> <p>3.Повышение уровня вибрации;</p> <p>4.Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;</p> <p>5.Недостаточная освещенность рабочей зоны;</p> <p>6.Повреждение в результате контакта с насекомыми.</p>	<p>1.Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;</p> <p>2.Поражение электрическим током;</p> <p>3.Пожаровзрывоопасность;</p> <p>4.Расположение рабочего места на значительной высоте.</p>	<p>ГОСТ 12.1.005-76 [2] МР 2.2.7.2129-06 [3] ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [4] ГОСТ 12.4.275-2014 [5] ГОСТ 12.1.029-80. [6] ГОСТ 12.1.012-2004 [7] ГОСТ 12.4.002-97 [8] ГОСТ 12.1005-88 [9] ГОСТ 32548-2013 [10] ГОСТ 12.4.041-2001 [11] ГОСТ Р 55710-2013 [12] Приказ от 12.01.2015 г. №1[13] Р 3.5.2.2487—09 [14] РД 10-525-03 [15] ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [16] «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» [17] РД 34.21.122-87 [19] ПП РФ №316 [20] ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [21]</p>

Таблица Д.2 – Предельно допустимые концентрации вредных примесей в воздухе в рабочей зоне на производственном объекте

Наименование вещества	Величина ПДК _{РЗ} , мг/м ³	Наименование вещества	Величина ПДК _{РЗ} , мг/м ³
Выхлопные газы, в т.ч. содержащие: - Углеводороды - Диоксид серы - Диоксид углерода	-	Пары нефти, бензина	10
	100	Сероводород	3
	10	Оксиды серы	10
	9000	Меркаптаны	0,8

Таблица Д.3 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

Таблица Д.4 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель.
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химических реагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химических реагентов и др.
	Засорение почвы производственными отходами	Вывоз и захоронение производственных отходов
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности	Засыпка выемок, горных выработок
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв
	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков

Продолжение таблицы Д.4

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Вода и водные ресурсы	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др.	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водопупоров буровыми скважинами и подземными выработками	Оборудование скважин оголовками
Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород)	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологические, гидрогеохимические и инженерно-геологические наблюдения в скважинах выработках
	Некомплексное изучение недр	Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрыши и отходы будущего производства. Научные исследования по повышению комплексности изучения недр
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов	Организация рудных отвалов и складов
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок, а также при наземных взрывах. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др.	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных
	Браконьерство	

